VISIT…

СОДЕРЖАНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБОРУДОВАНИЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.2. ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ЗАКОНЧЕННОЙ БУРЕНИЕМ

1.3. ТРУБЫ

1.3.1. Насосно-компрессорные трубы

1.3.2. Трубы обсадные

1.3.3. Бурильные трубы

1.3.4. Трубы для нефтепромысловых коммуникаций

1.4. СКВАЖИННЫЕ УПЛОТНИТЕЛИ (ПАКЕРЫ)

2. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

2.1. НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.2. ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

3. ШТАНГОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ (ШСНУ)

3.1. СТАНКИ-КАЧАЛКИ

3.2. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

3.3. ШТАНГИ НАСОСНЫЕ (ШН)

3.4. ШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСЫ (ШСН)

3.5. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НАСОСА

3.6. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

4. БЕСШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

4.1. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН)

4.2. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ВИНТОВЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

4.3. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ДИАФРАГМЕННЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

4.4. АРМАТУРА УСТЬЕВАЯ

4.5. КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ТИПА КОС И КОС1

4.6. УСТАНОВКИ ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ (УГН)

4.7. СТРУЙНЫЕ НАСОСЫ

5. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ

СКВАЖНОЙ

7. ВИНТОВЫЕ ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ С ПРИВОДОМ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

8. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

8.1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О РЕМОНТЕ СКВАЖИН

8.2. УСТАНОВКИ И АГРЕГАТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

8.3. ПОДЪЕМНИКИ И ПОДЪЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ

8.4. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

8.5. ЛОВИЛЬНЫЙ, РЕЖУЩИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТЫ

8.6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

8.6.1. Установки насосные

8.6.2. Выбор оборудования для очистки скважин от песчаной пробки

8.7. УСТАНОВКИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

8.8. ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ И ПРЕВЕНТОРЫ

9. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

10. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

10.1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

10.2. ОБОРУДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

10.2.1. Оборудование для гидроразрыва пласта

10.2.2. Выбор оборудования для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)

10.2.3. Оборудование для кислотных обработок.

10.2.4. Новое оборудование для воздействия на пласт

11. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ

12. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

12.1. ТРУБОПРОВОДЫ

12.2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

12.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА И СВОБОДНОЙ ВОДЫ

12.4. НЕФТЯНЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ И ПЕЧИ

12.5. ОТСТОЙНИКИ И ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

12.6. БЛОКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

12.7. НЕФТЯНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

ЛИТЕРАТУРА

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация, является одной из ведущих энергетических держав. В настоящее время на долю России приходится более 80 % общего объема добычи нефти и газа и 50 % угля бывшего СССР, что составляет почти седьмую часть суммарного производства первичных энергоресурсов в мире.

В России сосредоточено 12.9 % мировых разведанных запасов нефти и 15.4 % ее добычи. На ее долю приходится 36.4 % мировых запасов газа и 30.9 % его добычи.

Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) России — это стержень национальной экономики, обеспечивающий жизнедеятельность всех отраслей народного хозяйства, консолидацию регионов, формирование значительной части бюджетных доходов и основной доли валютных поступлений страны. В ТЭК аккумулируется 2/3 прибыли, создаваемой в отраслях материального производства.

Недостаточное восполнение сырьевой базы начинает ограничивать возможности в наращивании добычи нефти и газа.

Увеличение душевого энергопотребления к 2010 г., в экстремальных условиях развития экономики возможно путем проведения комплекса мер по интенсивному энергосбережению, оптимально достаточного экспорта энергоресурсов при медленном наращивании их производства и проведение сдержанной инвестиционной политики ориентированной на наиболее эффективные проекты.

В этом деле применение современного оборудования, обеспечивающего энергосберегающие технологии при добыче нефти, играет существенную роль.

Известны шахтный и скважинный методы добычи нефти.

Этапы развития шахтного способа: рытье ям (копанок) глубиной до 2 м; сооружение колодцев (шурфов) глубиной до 35 ÷ 45 м, и сооружение шахт-комплексов вертикальных, горизонтальных и наклонных выработок (применяется редко при добыче вязких нефтей).

До начала XVIII века нефть, в основном, добывали из копанок, которые обсаживались плетнем. По мере накопление нефть вычерпывали в мешках и вывозили потребителям. Колодцы крепились деревянным срубом, окончательный диаметр обсаженного колодца составлял обычно от 0.6 до 0.9 м с некоторым увеличением книзу для улучшения притока нефти к его забойной части.

Подъем нефти из колодца производился при помощи ручного ворота (позднее конного привода) и веревки, к которой привязывался бурдюк (ведро из кожи).

К 70-м годам XIX века основная добыча в России и в мире происходит уже из нефтяных скважин. Так, в 1878 г. в Баку их насчитывается 301, дебит которых во много раз превосходит дебит колодцев. Нефть из скважин добывали желонкой — металлический сосуд (труба) высотой до 6 м., в дно которого вмонтирован обратный клапан, открывающийся при погружении желонки в жидкость и закрывающийся при её движении вверх. Подъем желонки (тартание) велся вручную, затем на конной тяге (начало 70-х годов XIX века) и с помощью паровой машины (80-е года).

Первые глубинные насосы были применены в Баку в 1876 г., а первый глубинный штанговый насос — в Грозном в 1895 г. Однако тартальный способ длительное время оставался главным. Например, в 1913 году в России 95% нефти добыто желонированием.

Не сформировался к началу XX века и фонтанный способ добычи. Из многочисленных фонтанов Бакинского района нефть разливалась в овраги, реки, создавала целые озера, сгорала, безвозвратно терялась, загрязняла почву, водоносные пласты, море.

В настоящее время основной способ добычи нефти — насосный при помощи установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) и штанговых скважинных насосов (ШСН).

1. ОБОРУДОВАНИЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оборудование, применяемое при различных эксплуатационных работах, можно выделять в группы:

I. Оборудование, применяемое при различных эксплуатационных работах.

II. Оборудование для освоения скважин.

III. Оборудование для подъема продукции пластов из скважин.

IV. Оборудование для воздействия на пласт.

V. Оборудование для ремонтных работ на скважине.

VI. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа к транспортированию.

Задачей данной работы является освещение оборудования всех групп.

1.2. ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ЗАКОНЧЕННОЙ БУРЕНИЕМ

В пробуренных эксплуатационных скважинах оборудуют как забойную (в зоне продуктивного пласта), так и устьевую часть. При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит по специальным насосно-компрессорным трубам — НКТ, спускаемым в скважины перед началом их эксплуатации.

Устье скважины оснащают колонной головкой (колонная обвязка). Колонная головка предназначена для разобщения межколонных пространств и контроля за давлением в них. Ее устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. Промежуточные и эксплуатационные колонны подвешивают на клиньях или муфте.

Конструкция колонной обвязки предусматривает возможность:

- восстановления герметичности межколонных пространств подачей в межпакерную полость консистентного смазочного материала;
- опрессовки фланцевых соединений;
- контроля и разведки давления среды в межколонных пространствах;
- проведение цементирования скважины.

Иногда колонная головка может иметь сальник, чтобы эксплуатационная колонна могла перемещаться в вертикальном направлении (например, при закачке теплоносителя).

Основные параметры колонных обвязок: число обвязываемых колонн; их диаметры; давления, на которые рассчитаны корпуса колонных обвязок, в умеренном и холодном макроклиматических районах; исполнение коррозионно-стойкое К2, К2И, К3 для скважин, продукция которых содержит (по объему) сероводород и углекислый газ соответственно до 6 % без ингибирования рабочей среды и с ингибированием до 25 %.

Для обозначения колонных обвязок принята система шифрования. Полный шифр оборудования обвязки обсадных колонн условно представляется в виде ОККХ—Х1—Х2Х3Х4Х5, где ОК — оборудование обвязки колонн; К — подвеска клиньевая; Х — число колонн, подвешиваемых на клиньях; Х1 — рабочее давление; Х2 — диаметр эксплуатационной колонны; Х3 — диаметр первой промежуточной колонны; Х4 — диаметр направления; Х5 — исполнение по коррозионной стойкости.

Например, оборудование обвязки колонн с клиньевой подвеской двух колонн, диаметром эксплуатационной колонны 168 мм, диаметром эксплуатационной колонны направления 324 мм для сред, содержащих H_2 и CO_2 до 6 %, обозначается ОКК2—350—168х245х324хК2.

Трехкорпусная колонная обвязка (рисунок 1) состоит из однофланцевой колонной головки *1* и двухфланцевых колонных головок *2* и *4*. Колонные головки включают корпуса *9*, *13*, *16*, клиньевые подвески *8*, *12* и *15*, пакеры, состоящие из опорных (нижних) и нажимных *6* (верхних) колец и упругих уплотнителей *5, 7*. На боковых отводах корпусов колонных головок устанавливают манифольды контроля давления, состоящие из запорных устройств *10*, *14*, *17*, манометров *11* соответствующего класса, фланцевых или резьбовых заглушек *3*.

Промышленностью выпускается также колонные головки типа ОКБ, конструкция которых принципиально отличается тем, что она позволяет в одном корпусе обвязать три обсадных колонны.

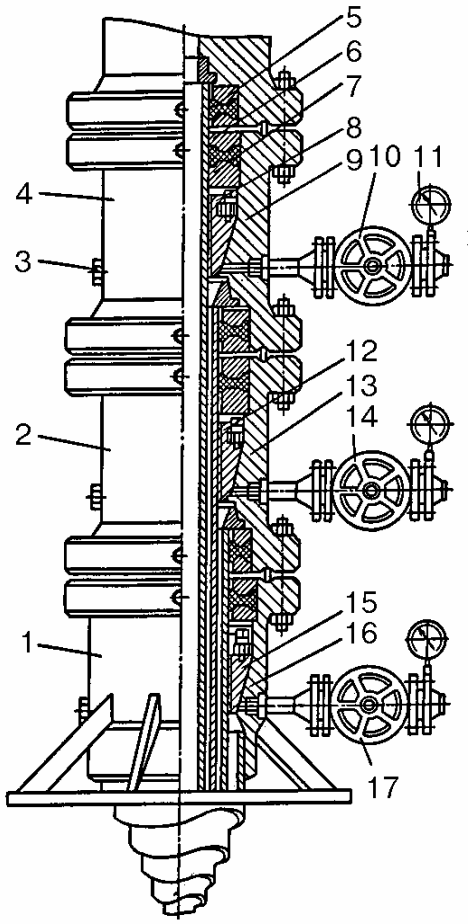


Рисунок 1 — Трехкорпнусная колонная обвязка ОК

1.3. ТРУБЫ

Трубы при добыче применяются для крепления стволов скважин и для образования каналов внутри скважин, подвески оборудования в скважине, прокладки трубопроводов по территории промысла.

Основные группы труб: 1 — насосно-компрессорные (НКТ); 2 — обсадные; 3 — бурильные; 4 — для нефтепромысловых коммуникаций.

1.3.1. Насосно-компрессорные трубы

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по НКТ, которые применительно к способам эксплуатации еще называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными или лифтовыми.

Насосно-компрессорные трубы используются также для различных технологических процессов (например, для солянокислых обработок пластов, разбуривания цементных пробок и т.д.).

Ограничением при выборе диаметра проходных отверстий скважинного трубопровода служит скорость потока рабочей среды. Для нефтяных скважин она не должна превышать 10 м/с, а для газовых — 24 м/с. Это связано с резко увеличивающимся эрозионным износом трубопровода и устьевого оборудования. Иногда увеличивают диаметр трубопровода с целью обеспечения эрозионной и коррозионной стойкости.

В таблице 1 представлены основные размеры НКТ, предусмотренные существующим стандартами.

Таблица 1

Условный диаметр трубы, мм	27	33	42	48	60	73	89	102	114
Толщина стенки, мм	3	3.5	3.5	4.0	5.0	6.5 ÷ 7.0	8.0	6.5	7.0

Отечественная промышленность выпускает НКТ диаметром 60, 73, 89, 114 мм и муфты к ним из стали группы прочности «Д», «К» и «Е». Механические свойства которых приведены в таблице 2.

Таблица 2

Показатели		Группа прочности стали		
		Д	К	Е
Временное сопротивление $\sigma_В$, МПа		655	379	699
Предел текучести $\sigma_Т$, МПа	не менее		491	552
	не более	552	—	758
Относительное удлинение ε, %, не менее		14,3	12,0	13,0

Конструкции изготавливаемых НКТ следующие:

- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля по ГОСТ 633-80 (рисунок 2, *а*);
- муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля — тип НКМ по ГОСТ 63-80 (рисунок 2, *б*);
- муфтовые, гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью то ТУ 14-3-1534-87 (рисунок 2, *в*);
- муфтовые, гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала по ТУ 14-3-1534-87 (рисунок 2, *г*).

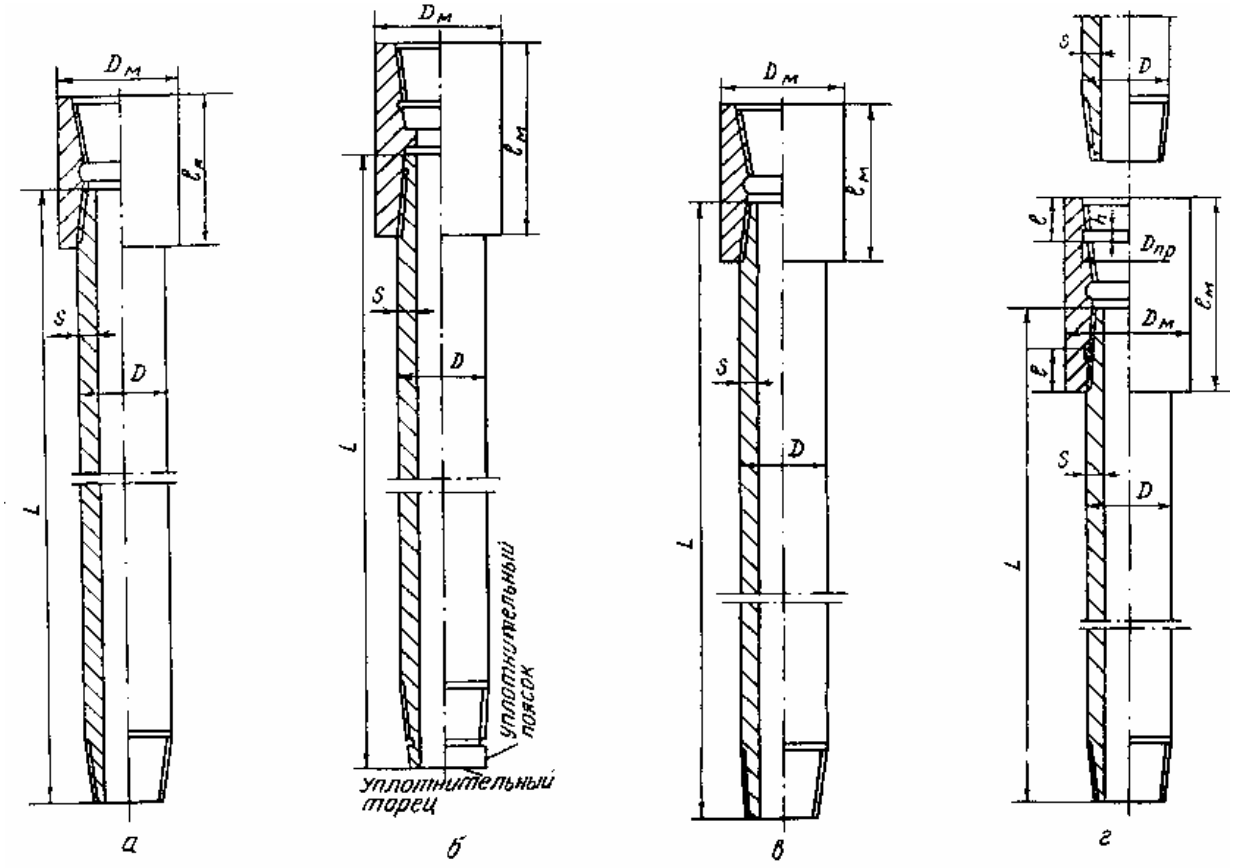


Рисунок 2 — Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие

а — с конической резьбой треугольного профиля; *б* — с конической резьбой трапециидального профиля; *в* — с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью; *г* — с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала

В соединении труб с треугольной резьбой (рисунок 2, *а*) применяется резьба конусностью 1:16 с углом профиля 60°. Прочность соединения до 70 % от прочности тела трубы. Соединение недостаточно герметично из-за несовершенства конструкции. Расчетные величины предельных давлений составляют 2/3 практических.

Трубы типа НКМ (рисунок 2, *б*) характеризуются равнопрочностью резьбового соединения с телом трубы и высокой герметичностью. Герметичность обеспечивается коническим и торцевым уплотнением типа «металл-металл». Увеличенный шаг резьбы позволяет ускорить сборку соединения в 2.5 раза по сравнению с треугольной резьбой.

Эксплуатационная долговечность НКТ гладких труб с резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью на 40 % выше, чем по ГОСТ 633-80.

НКТ гладкие с резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала отличаются высокой герметичностью и меньшим коррозионным износом резьбы. Эксплуатационные характеристики труб аналогичны по ГОСТ 633-80.

Длина насосно-компрессорных труб 5.5 ÷ 10.5 м. На толщину стенки установлен минусовой допуск в 12.5 % от толщины. Внутренний диаметр НКТ проверяется шаблоном. Шаблоны НКТ (размеры в мм):

наружный диаметр трубы	48.3 ÷ 73.0	88.9 ÷ 114.3
разность диаметра шаблона и внутреннего диаметра трубы	2.4	3.2

Насосно-компрессорные трубы заводом-изготовителем маркируются по ГОСТ 633-80 клеймением и краской.

Например, Синарский трубный завод. На каждой трубе, на расстоянии 0.4 ÷ 0.6 м от ее конца, снабженного муфтой, должна быть четкая маркировка (ударный способ, накатка): условный диаметр трубы, мм; номер трубы; группа прочности; толщина стенки трубы, мм (без запятой); товарный знак завода; месяц изготовления; год изготовления. На муфте клеймением наносится товарный знак завода и группа прочности.

НКТ могут быть изготовлены из алюминиевого сплава марки «Д 16». Такие трубы можно спускать глубже стальных, они более коррозионностойкие в сероводородосодержащих средах.

Эффективно применение фиберглассовых труб, а также безрезьбовых НКТ длиной по 6000 м на барабанах.

Для защиты НКТ от парафина и коррозии и снижения гидросопротивления на 20 ÷ 30 % применяются защитные покрытия (стекло, стеклоэмали, лакокрасочные материалы и др.).

Расчет НКТ на прочность определяют по параметрам:

- нагрузке, вызывающей страгивание резьбового соединения;
- эквивалентному напряжению, возникающему в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки;
- циклической переменной нагрузке;
- усилиям, вызывающим продольный изгиб трубы.

1.3.2. Трубы обсадные

Обсадные трубы служат для крепления ствола скважины. По ГОСТ 632-80 отечественные обсадные трубы выпускаются следующих диаметров и толщины:

Таблица 3

∅, мм	114	127	140	146	168	178
s, мм	5.2 - 10.2	5.6 - 10.2	6.2 - 10.5	6.5 - 9.5	7.3 - 12.2	5.9 - 15.0

194	219	245	273	299	324	340
5.2 - 10.2	7.6 - 15.1	7.9 - 15.9	7.1 - 16.5	8.5 - 14.8	8.5 - 14.0	8.4 - 15.4

351	377	406	426	473	508
9.0 - 12.0	9.0 - 12.0	9.5 - 16.7	10.0 - 12.0	11.1	11.1 - 16.1

Группа прочности стали «Д», «К», «Е», «Л», «М», «Т». Трубы маркируются клеймением и краской. При спуске в скважину обсадные трубы шаблонируют.

Обсадные трубы могут применяться вместо НКТ, например, при отборе 5000 ÷ 7000 $м^3$/сут. воды из скважин большого диаметра. Иногда для этого используют бурильные трубы.

1.3.3. Бурильные трубы

Бурильные трубы приспособлены к длительному свинчиванию - развенчиванию. Промышленность выпускает бурильные трубы длиной 6 ± 0.6; 8 ± 0.6; 11.5 ± 0.9 м, наружным диаметром 60, 73, 89, 102 мм. Трубы диаметром 114, 127, 140 и 168 мм выпускают длиной 11.5 ± 0.9 м.

Бурильные трубы изготавливаются из такой же стали, как и обсадные. Для уменьшения веса бурильной колонны применяют алюминиевые бурильные трубы (АБТ), изготавливаемые из сплава «Д 16». Применяются колонны труб с наружным диаметром 2 7/8” для бурения забойными двигателями.

1.3.4. Трубы для нефтепромысловых коммуникаций

Для нефтепромысловых коммуникаций используются электросварные горячекатаные стальные трубы, пригодные по прочности и гидравлическому сопротивлению:

- трубы стальные бесшовные, горячедеформированные — ГОСТ 8732-78, наружным диаметром от 20 до 550 мм, с толщиной стенок от 2.5 мм и более сталь 10; ЮГ 2; 20 12ХН 2А и др.);
- трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов — ГОСТ 20295-85, диаметром от 159 до 820 мм (сталь К 34, К 50, К 60 и др.).

Для выкидных линий могут поменяться гибкие непрерывные колонны труб диаметром до 2 7/8”.

Трубопроводы проектируются и изготавливаются в соответствии с правилами, установленными Госгортехнадзором. Исключение составляют трубопроводы для пара, эксплуатируемые с $P_{абс} < 0.2$ МПа, для воды с температурой до 120 ˚С, временно устанавливаемые трубопроводы со сроком действия до 1 года и некоторые другие.

Трубы этих трубопроводов должны выдерживать давление испытания — $P = \dfrac{2S[\sigma]}{D_{вн}}$,

где S — толщина трубы (за вычетом допуска);

$[\sigma]$ — допускаемое напряжение, равное 40 % предела текучести;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы.

1.4. СКВАЖИННЫЕ УПЛОТНИТЕЛИ (ПАКЕРЫ)

Пакеры при эксплуатации устанавливаются обычно в обсаженной части скважины и спускают их на колонне подъемных труб. Уплотнение, прижимаемое к обсадной трубе, должно надежно разобщать части ствола скважины, находящиеся над и под уплотнителем. Уплотнители для эксплуатационных нужд подразделяются по своему назначению.

1. Уплотнители, применяемые при отборе нефти и газа из пласта в случае:

а) оборудования, требующего создания в скважине двух изолированных каналов (например, НКТ и уплотненнее снизу пространств между НКТ и обсадными трубами при раздельной эксплуатации нескольких пластов);

б) бесструбной эксплуатации (подъеме жидкости по обсадной колонне, в нижней части которой установлено уплотнение);

в) предохранения от выброса при газопроявлениях (пакер с клапаном-отсекателем).

2. Уплотнители, применяемые при исследовании или испытании в случае:

а) раздельного исследования пластов, вскрытых одной скважиной;

б) проверки герметичности обсадной колонны или герметичности изоляции пластов цементным кольцом.

3. Уплотнители, применяемые при воздействии на пласт или его призабойную зону при:

а) гидроразрыве пласта;

б) поддержание пластового давления;

в) подаче в пласт теплоносителей.

По способу посадки пакеры подразделяют на механические «М» (рисунок 3, *а*, *б*), гидравлические «Г» (рисунок 3, *в*, *г*) и гидромеханические «ГМ». Механический пакер расширяется при воздействии осевой нагрузки (масса НКТ), оболочка гидравлического пакер расширяется при подаче в нее жидкости.

Во всех пакерах должна быть опора (якорь):

- упор на забой через хвостовик;
- переход диаметра обсадной колонны;
- шлипсовый захват за обсадную колонну (якорь);
- шлипсовый захват и торец обсадной трубы в ее муфтовом соединении.

Пакеры выпускают диаметром от 88 до 245 мм, для обсадных труб — 114 ÷ 273 мм, которые обеспечивают перепад давления: 14, 21, 35, 50 и 70 МПа.

Различают следующие виды пакеров:

ПВ — пакер, воспринимающий усилие от перепада давления, направленного вверх;

ПН — тоже, направленного вниз;

ПД — то же, направленного как вниз, так и вверх.

Заякоривающие устройства (якорь) могут быть: «Г» — гидравлические (по способу посадки); «М» — механические; «ГМ» — гидромеханические.

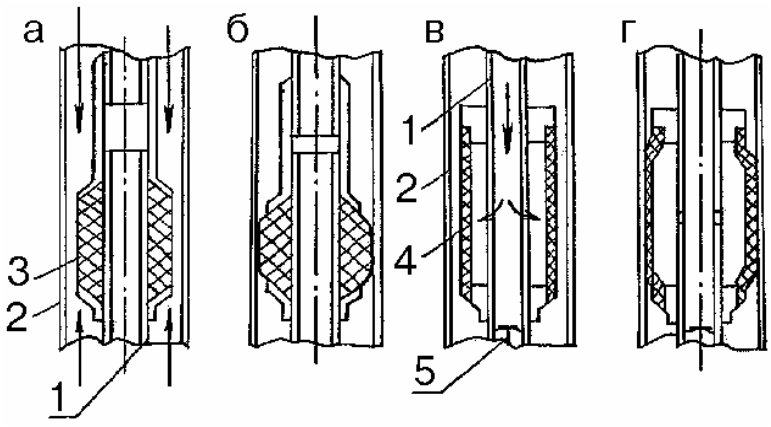


Рисунок 3 — Пакеры

1 — НКТ; *2* — обсадная колонна; *3* — пакер механический; *4* — пакер гидравлический; *5* — заглушка.

Пример обозначения пакера: 2ПД—ЯГ—136НКМ—35К1. 2 — номер модели; ПД — тип пакера; Я — наличие якоря; Г — способ посадки пакера (гидравлический); 136 — наружный диаметр пакера, мм; НКМ — резьба гладких высокогерметичных насосно-компрессорных труб (ГОСТ 633-80); 35 — рабочее

давление, МПа; К1 — исполнение по коррозионной стойкости (для сред с объемной концентрацией CO_2 до 10 %).

Пример обозначения якоря: ЯГ—118—21. Я — якорь; Г — гидравлический способ посадки; 118 — наружный диаметр якоря, мм; 21 — рабочее давление, МПа.

Пакеры способны воспринимать усилие от перепада давления, направленного как вверх, так и вниз, могут оставаться в скважине и выполнять свои функции и без колонны подъемных труб, которую извлекают после посадки пакера. В этом случае для отсоединения колонны труб от пакера и повторного соединения ее с пакером применяются разъединители колонн типов РК, ЗРК, 4РК, устанавливаемые над пакером. В оставляемую с пакером часть разъединителя перед разъединением при помощи канатной техники устанавливается пробка, перекрывающая пласт, а извлекаемая часть разъединителя поднимается вместе с колонной подъемных труб. Пример обозначения разъединителя колонн: РК 89/145—80—350. РК — разъединитель колонн; 89 — условный диаметр, мм; 145 — диаметр пакера, мм; 80 — диаметр проходного отверстия, мм; 350 — рабочее давление, кг/см^2.

2. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной, должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное).

2.1. НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанная арматура изготавливается по ГОСТ 13846-89.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами).

Трубная обвязка — часть фонтанной арматуры, устанавливаемся на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Скважинный трубопровод своим верхним концом закрепляется в катушке-трубодержателе, устанавливаемой на трубную головку, либо в муфте-трубодержателе, устанавливаемой в корпусе трубной головки. Схемы трубных обвязок приведены на рисунке 4.

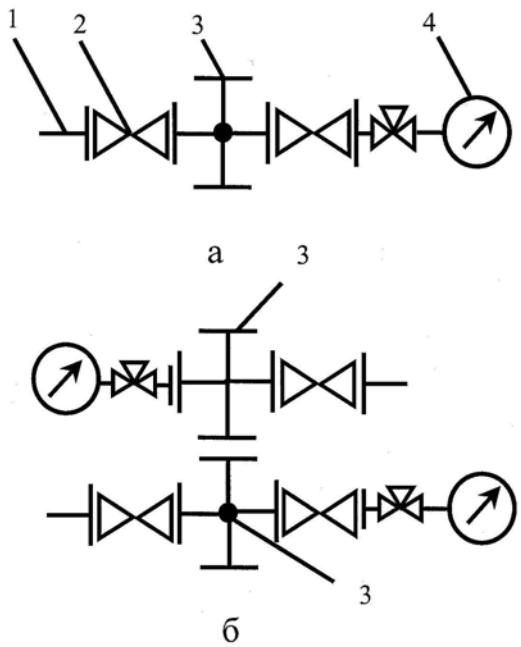


Рисунок 4 — Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры

1 — ответный фланец; *2* — запорное устройство; *3* — трубная головка; *4* — манометр с запорно-разрядным устройством.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление — 14, 21, 35, 70, 105, и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Пример обозначения: АФК6В—80/50х70ХЛ—К2а

Х1 Х2 Х3 Х4 — Х5/Х6 х Х7 Х8 — Х9 Х10

Х1 АФ — арматура фонтанная

АН — арматура нагнетательная

Х2 Способ подвешивания скважинного трубопровода:

в трубной головке — не обозначается,

в переводнике к трубной головке — К,

для эксплуатации скважин УЭЦН — Э

Х3 Обозначение типовой схемы елки

для арматуры с двумя трубными головками к номеру схемы добавляют «а»

Х4 Обозначение системы управления запорными устройствами:

с ручным управлением — не обозначают,

с дистанционным — Д,

с автоматическим — А,

с дистанционным и автоматическим — В

Х5 Условный проход ствола елки, мм

Х6 Условный проход боковых отводов елки, мм

при совпадении с условных проходом ствола не указывается

Х7 Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)

Х8 Климатическое исполнение по ГОСТ 16350-80:

для умеренного и умеренно-холодного микроклиматических районов - не обозначается;

для холодного макроклиматического района — ХЛ

Х9 Исполнения по составу скважинной среды:

с содержанием H_2S и CO_2 до 0.003 % по объему каждого — не обозначается;

с содержанием CO_2 до 6 % по объему — К1;

с содержанием H_2S и CO_2 до 6 % по объему каждого — К2 и К2И

Х10 Модификация арматуры или елки

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

Фонтанная елка — часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод. Типовые схемы фонтанных елок приведены на рисунке 5.

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаются над тройником (крестовиком) (рисунок 4, *б*).

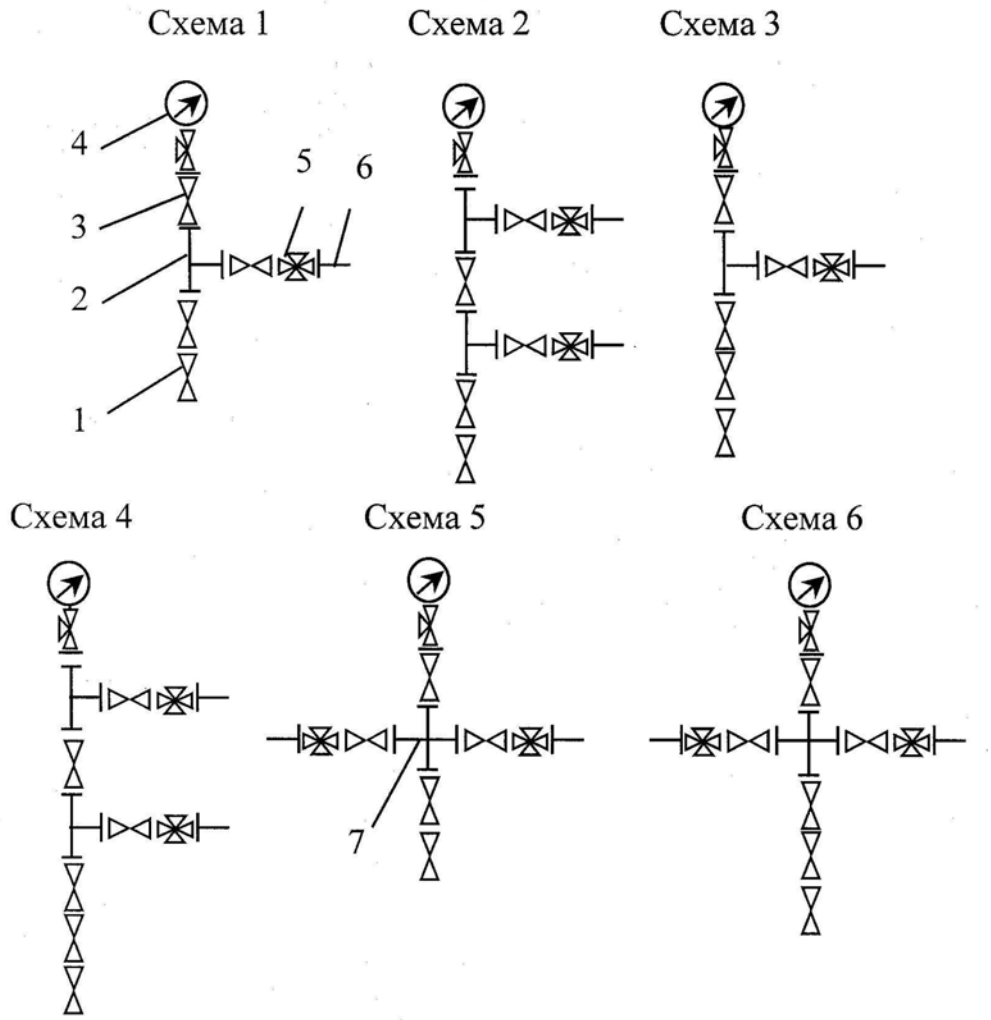


Рисунок 5 — Типовые схемы фонтанных елок

тройниковые — схемы *1*, *2*, *3* и *4*; крестовые — схемы *5* и *6*; (*1* — переводник к трубной головке; *2* — тройник; *3* — запорное устройство; *4* — манометр с запорно-разрядным устройством; *5* — дроссель; *6* — ответный фланец

7— крестовина).

Типовые схемы фонтанных елок (рисунок 5) включают либо один (схемы *2* и *1*), либо два (схемы *3* и *4*) тройника (одно или двухъярусная арматура), либо крестовину (крестовая арматура — схемы *5* и *6*).

Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство - запасным. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехфазовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор.

Типовые схемы фонтанной арматуры приведены на рисунке 6. Монтаж-демонтаж фонтанной арматуры на устье скважины производится автомобильными кранами или другими подъемными механизмами.

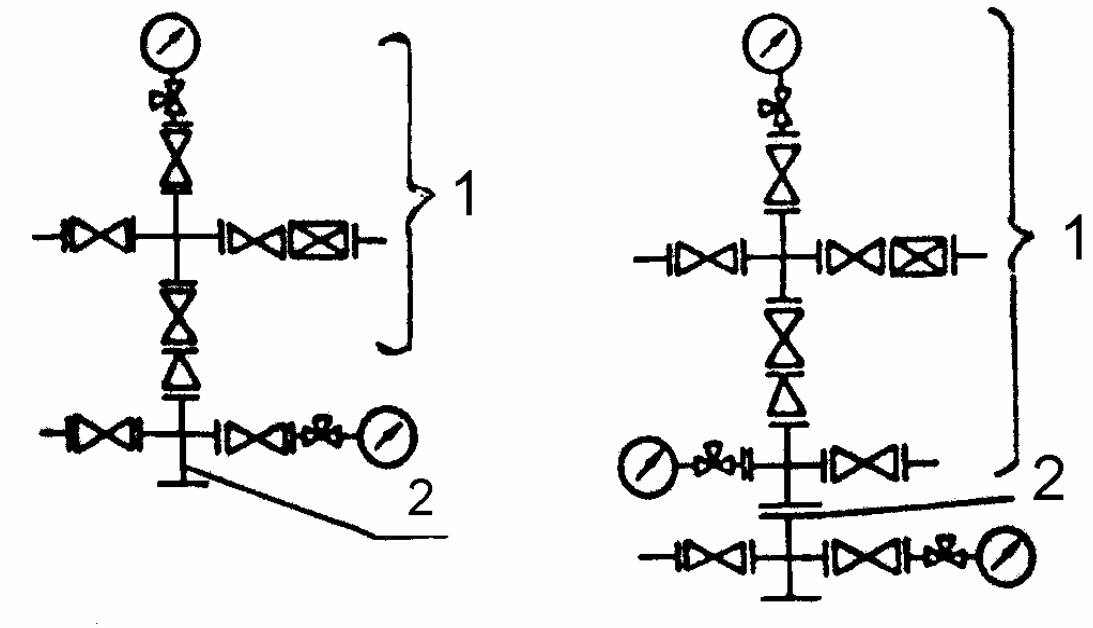


Рисунок 6 — Типовые схемы фонтанной арматуры

1 — фонтанная елка; *2* — трубная обвязка.

Запорные устройства фонтанной арматуры изготовляются трех типов: пробковые краны со смазкой, прямоточные задвижки со смазкой типа 5М и ЗМС с однопластинчатым и ЗМАД — с двухпластинчатым шибером. Задвижки типов ЗМС и ЗМАД имеют модификации с ручным пневмоприводом.

Пробковый кран со смазкой типа КППС — 65х14 (рисунок 7) состоит из корпуса, конической пробки, крышки, через которую проходит регулировочный винт, позволяющий регулировать рабочий зазор между уплотни тельными поверхностями корпуса и пробки. Уплотнение регулировочного винта осуществляется манжетами, поджатие которых производится грундбуксой. Краны наполняются смазкой «Арматол-238» через 150 ÷ 180 циклов работы.

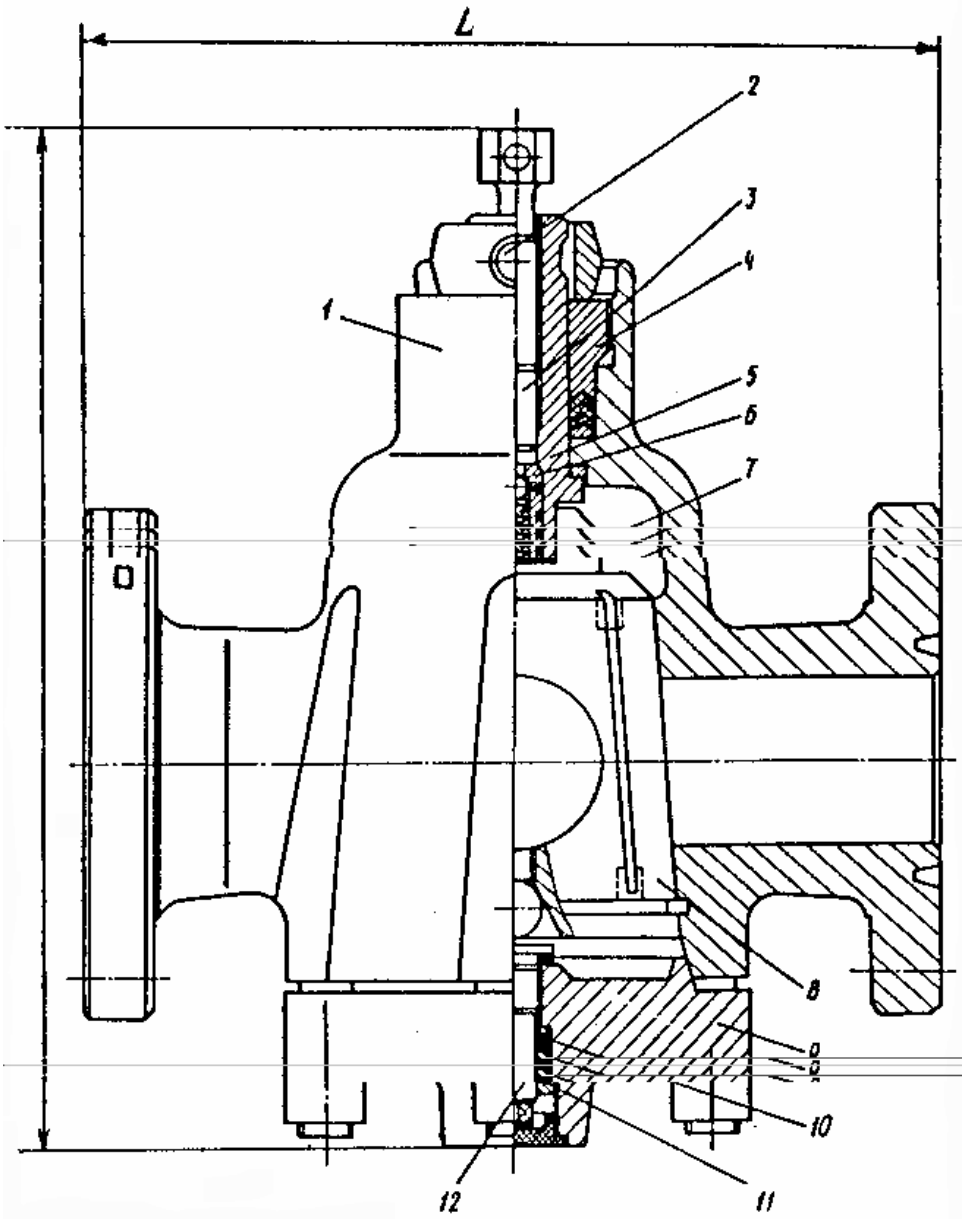


Рисунок 7 — Пробковый кран типа КППС — 65×14

1 — корпус; *2* — рукоятка; *3* — толкатель; *5* — шпиндель; *6* — втулка; *7* — кулачковая муфта; *8* — коническая пробка; *9* — крышка; *10* — манжеты; *4, 11* — грунд буксы; *12* — регулировочный винт.

Типоразмеры и параметры кранов КШ1С-65х14 приведены ниже.

Технические характеристики:	
Условный проход, мм	65
Рабочее давление, МПа	14
Габаритные размеры, мм:	
длина	350
ширина	205
высота	420
Масса в собранном виде, кг	53

Задвижки типов ЗМС и ЗМС1 показаны на рисунке 8.

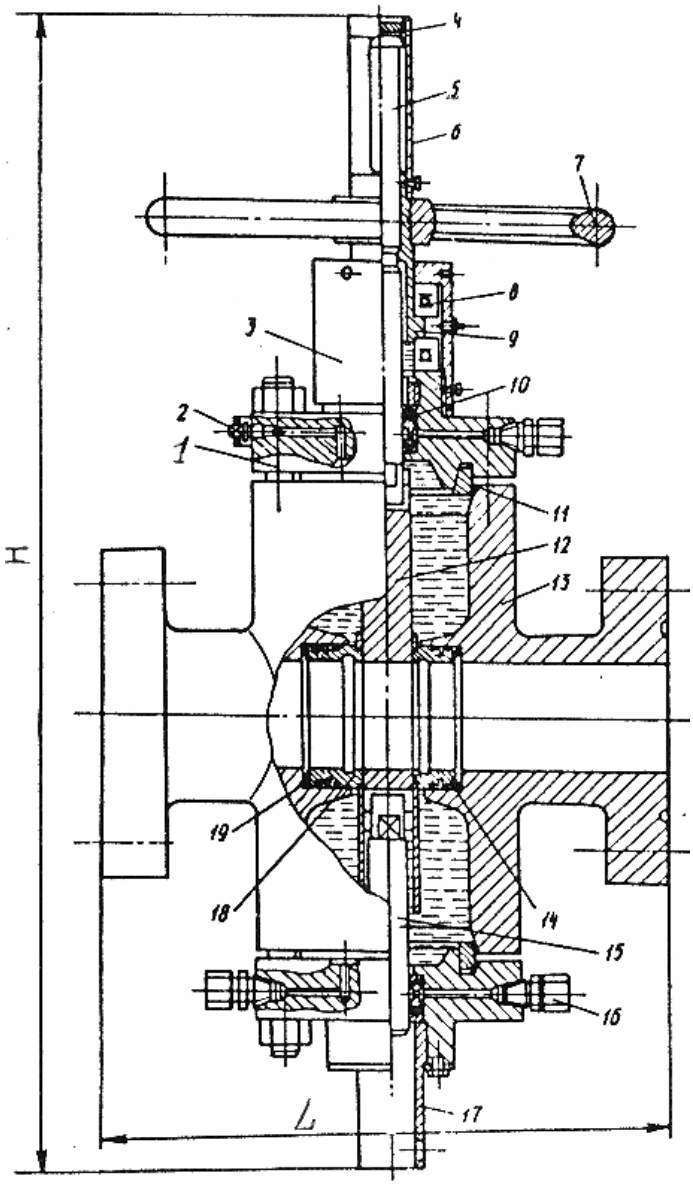


Рисунок 8 — Задвижка типов ЗМС и ЗМС1 с ручным приводом

1 — крышка; *2* — разрядная пробка; *3* — крышка подшипников; *4* — регулирующая гайка; *5* — шпиндель; *6* — верхний кожух; *7* — маховики; *8* — упорный шарикоподшипник; *9* — ходовая гафка; *10* — узел сальника; *11* — прокладка; *12* — шибер; *13* — корпус; *14* — выходное седло; *15* — шток; *16* — нагнетательный клапан; *17* — нижний кожух; *18* — входное седло; *19* — тарельчатая пружина.

В процессе эксплуатации арматуры с прямоточными задвижками периодически смазывают подшипники шпинделя жировым солидолом, а в корпус задвижки через штуцер в днище набивают уплотнительную смазку ЛЗ-162 или «Арматол-238».

На выкидных линиях, после запорных устройств, для регулирования режима работы скважины ставят регулирующие устройства (штуцеры), обеспечивающие дрессирование потока вследствие изменения площади проходного сечения. Они подразделяются на нерегулируемые и регулируемые.

Нерегулируемый штуцер зачастую представляет собой диафрагму или короткую втулку (насадку) с малым отверстием. Диаметр отверстия штуцера может составлять 5 ÷ 25 мм.

Пример нерегулируемого штуцера (дросселя) представлен на рисунке 9.

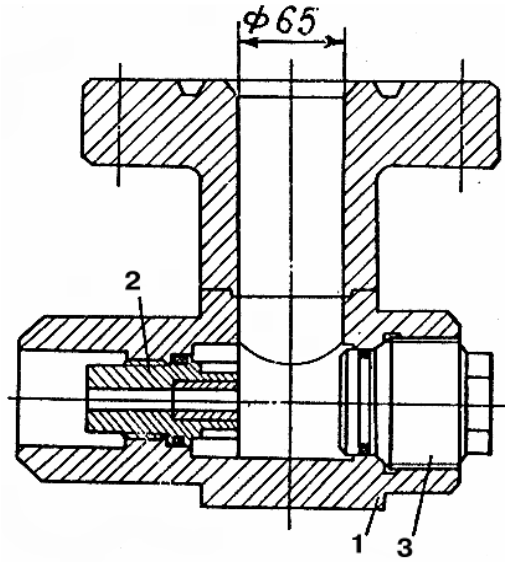


Рисунок 9 — Нерегулируемый дроссель

1 — корпус; *2* — корпус насадки; *3* — пробка.

Регулирование режима эксплуатации осуществляется заменой корпуса с насадкой на другой диаметр.

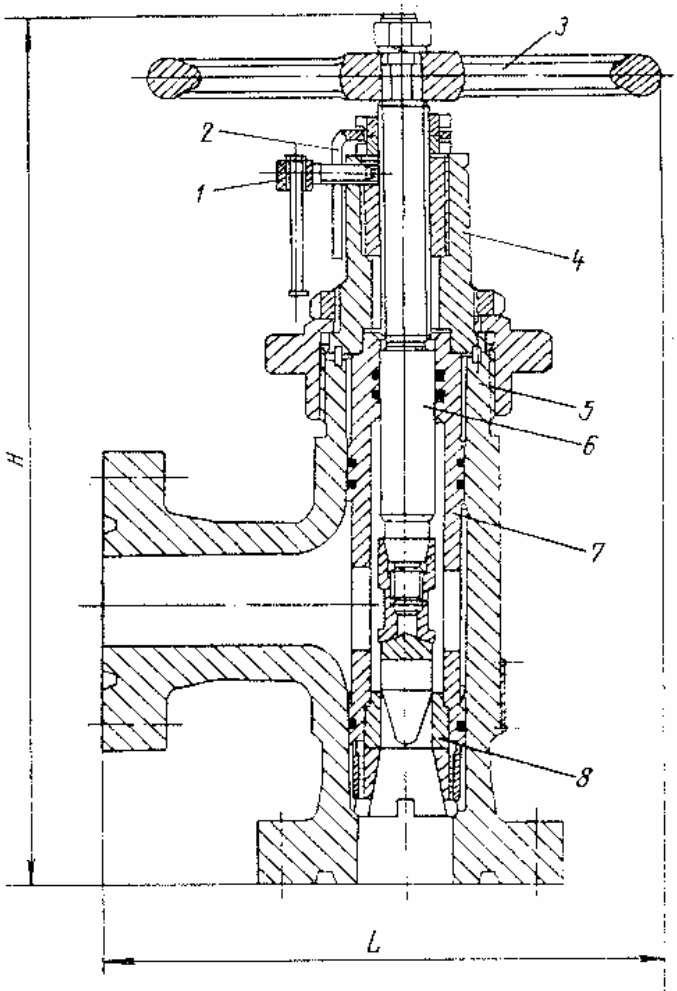


Рисунок 10 — Регулируемый дроссель ДР-65×35

Более удобны регулируемые дроссели (рисунок 10), предназначенные для ступенчатого и бесступенчатого регулирования режима работы скважины. Площадь сечения выходного отверстия

изменяют вращением маховика (3) вручную. Ступенчатое регулирование осуществляется с помощью устанавливаемых в гильзу насадок разного диаметра(8).

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку. Манифольд монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. В общем случае они обеспечивают обвязку двух струн со шлейфом струн с затрубным пространством, струн и затрубного пространства с факелом или амбаром и т.д.

Комплекс устьевого фонтанного оборудования представлен на рисунке 11.

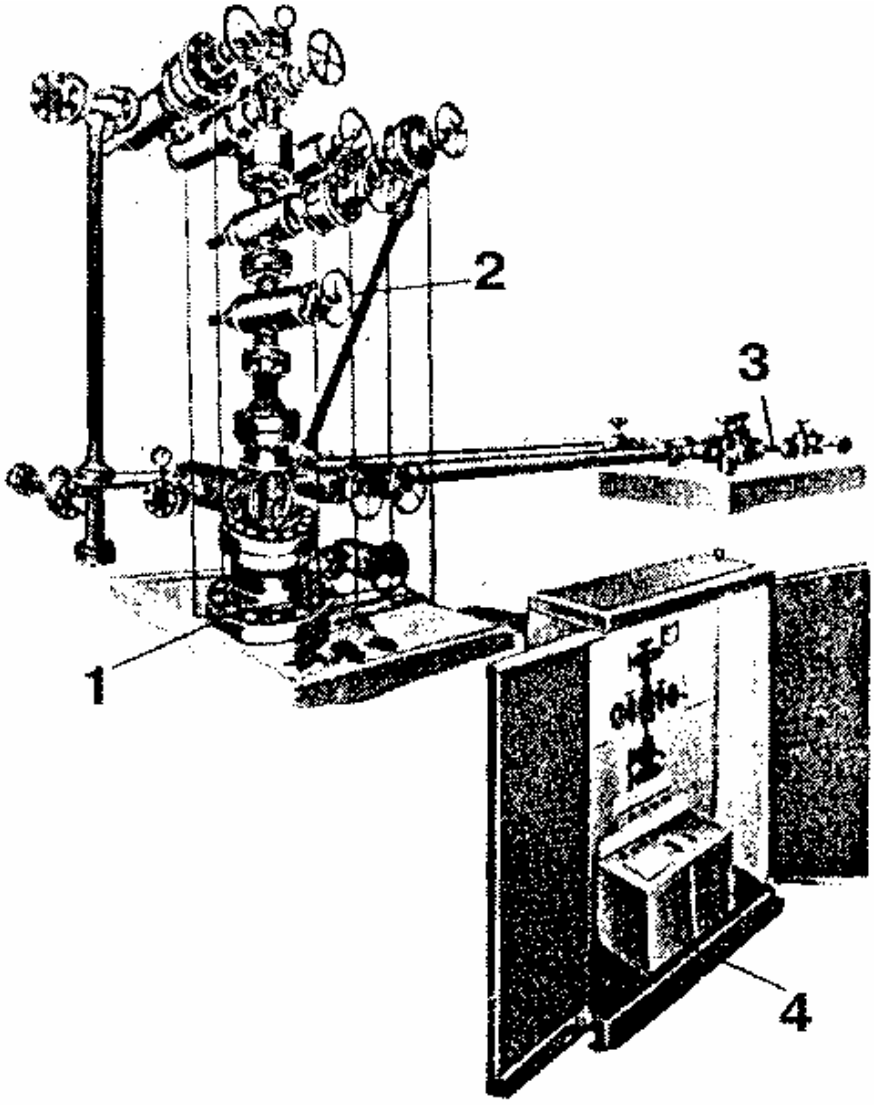


Рисунок 11 — Комплекс устьевого фонтанного оборудования

1 — оборудование обвязки обсадных колонн; *2* — фонтанная арматура; *3* — манифольд; *4* — станция управления арматурой.

2.2. ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы. Для предупреждения открытых фонтанов применяются комплексы типа КУСА и КУСА-Э при эксплуатации фонтанных скважин. Они могут обслуживать от одной до восьми скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин и при возникновении пожара.

Основные элементы комплексов — пакер, скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м и наземная станция управления. Управление клапаном-отсекателем может быть пневматическим (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э).

Запорным органом служит хлопушка или шар.

Клапан-отсекатель (также и задвижка арматуры) может быть закрыт со станции управления принудительным путем или дистанционно с пульта диспетчера, связанного со станцией управления посредством промысловой телемеханики.

Имеются еще автоматические клапаны-отсекатели, срабатывающие при увеличении дебита скважины выше заданного. Они устанавливаются на НКТ. Автоматизация фонтанной скважины предусматривает и автоматическое перекрытие выкидной линии разгруженным отсекателем манифольдным типа РОМ-1. Отсекатель срабатывает автоматически при повышении давления в трубопроводе на 0.45 МПа (образование парафиновой пробки) и при понижении давления до 0.15 МПа (порыв трубопровода).

3. ШТАНГОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ (ШСНУ)

Прекращение или отсутствие фонтанирования обусловило использование других способов подъема нефти на поверхность, например, посредством штанговых скважинных насосов. Этими насосами в настоящее время оборудовано большинство скважин. Дебит скважин — от десятков килограмм в сутки до нескольких тонн. Насосы опускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м иногда до 3200 — 3400 м.

ШСНУ включает:

а) наземное оборудование — станок-качалка (СК), оборудование устья, блок управления;

б) подземное оборудование — насосно-компрессорные трубы (НКТ), штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

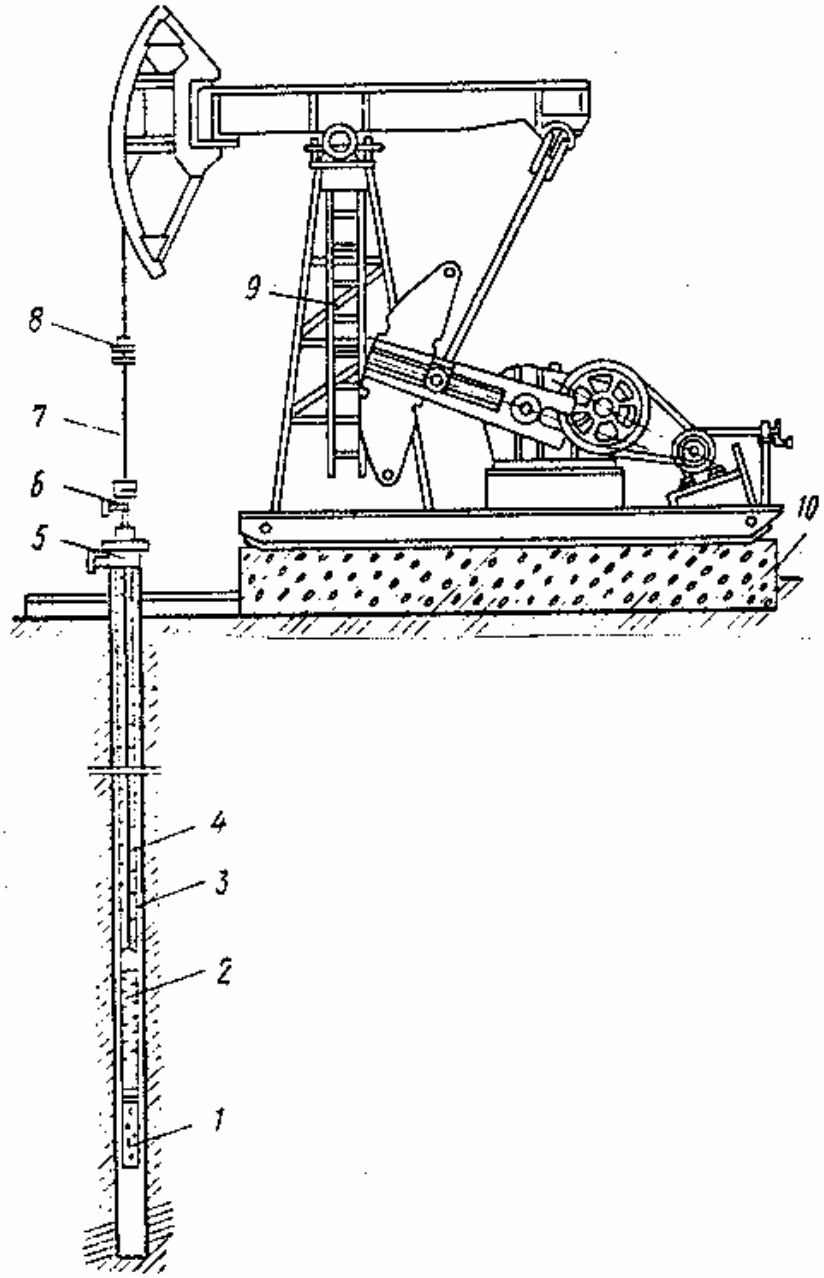


Рис. 12. Схема штанговой насосной установки

Штанговая глубинная насосная установка (рисунок 12) состоит из скважинного насоса *2* вставного или невставного типов, насосных штанг *4*, насосно-компрессорных труб *3*, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске *8* устьевой арматуры, сальникового уплотнения *6*, сальникового штока *7*, станка качалки *9*, фундамента *10* и тройника *5*. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра *1*.

3.1. СТАНКИ-КАЧАЛКИ

Станок-качалка (рисунок 13), является индивидуальным приводом скважинного насоса.

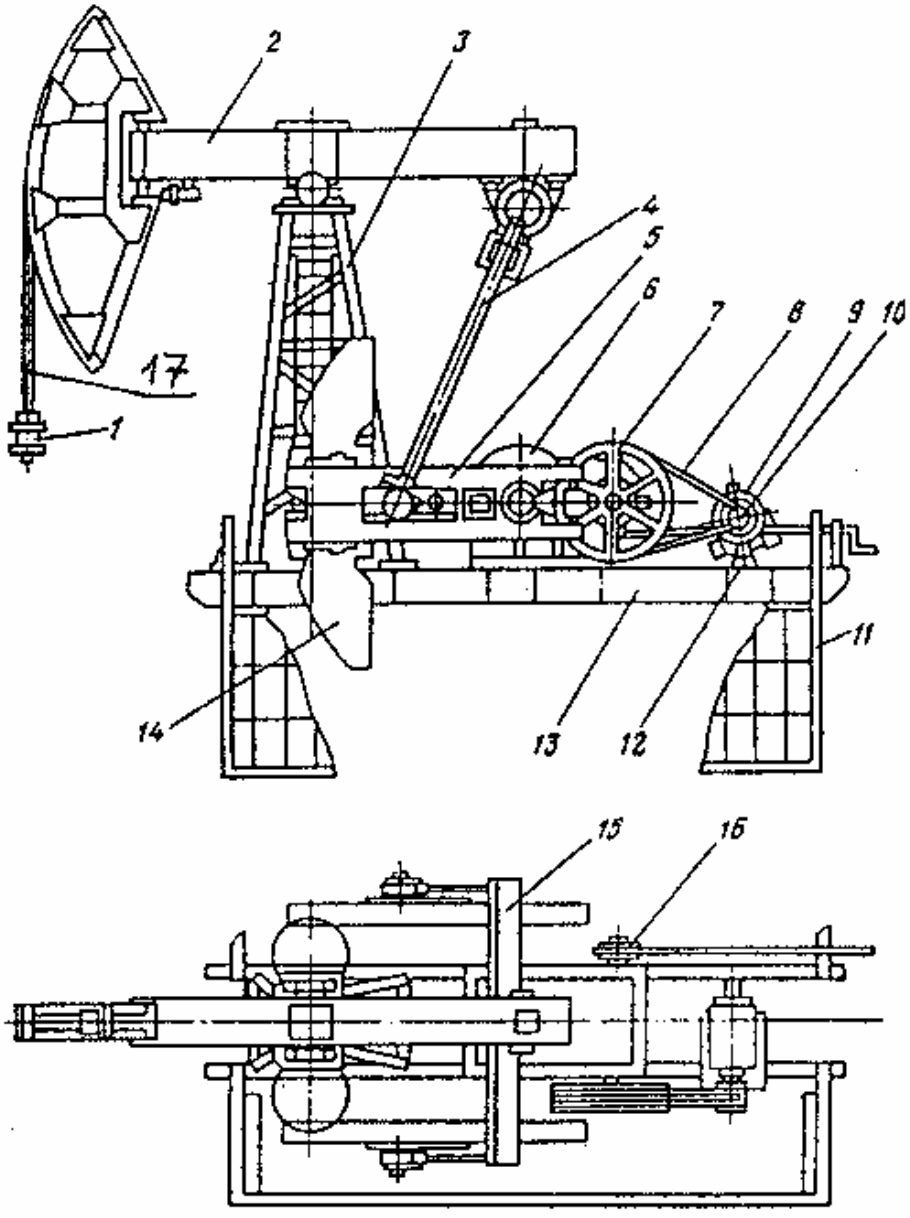


Рисунок 13 — Станок-качалка типа СКД

1 — подвеска устьевого штока; *2* — балансир с опорой; *3* — стойка; *4* — шатун; *5* — кривошип; *6* — редуктор; *7* — ведомый шкив; *8* — ремень; *9* — электродвигатель; *10* — ведущий шкив; *11* — ограждение; *12* — поворотная плита; *13* — рама; *14* — противовес; *15* — траверса; *16* — тормоз; *17* — канатная подвеска.

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно-подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний,

т. е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной салазке.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска *17* (рисунок 13). Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока — *7* на рисунке 12) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие). За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравновешивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравновешивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т. д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

Долгое время нашей промышленностью выпускались станки-качалки типоразмеров СК. В настоящее время по ОСТ 26-16-08-87 выпускаются шесть типоразмеров станков-качалок типа СКД, основные характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4

Станок-качалка	Число ходов балансира, мин.	Масса, кг	Редуктор
СКД3 — 1.5-710	5 ÷ 15	3270	Ц2НШ — 315
СКД4 — 21-1400	5 ÷ 15	6230	Ц2НШ — 355
СКД6 — 25-2800	5 ÷ 14	7620	Ц2НШ — 450
СКД8 — 3.0-4000	5 ÷ 14	11600	НШ —700Б
СКД10 — 3.5-5600	5 ÷ 12	12170	Ц2НШ — 560
СКД12 —3.0-5600	5 ÷ 12	12065	Ц2НШ — 560

В шифре, например, СКД8 — 3.0-4000, указано Д — дезаксиальный; 8 — наибольшая допускаемая нагрузка $P_{\max}$ на головку балансира в точке подвеса штанг, умноженная на 10 кН; 3.0 — наибольшая длина хода устьевого штока, м; 4000 — наибольший допускаемый крутящий момент $M_{kp.\max}$ на ведомом валу редуктора, умноженный на 10^{-2} кН*м.

АО «Мотовилихинские заводы» выпускает привод штангового насоса гидрофицированный ЛП — 114.00.000, разработанный совместно со специалистами ПО «Сургутнефтегаз».

Моноблочная конструкция небольшой массы делает возможным его быструю доставку (даже вертолетом) и установку без фундамента (непосредственно на верхнем фланце трубной головки) в самых

труднодоступных регионах, позволяет осуществить быстрый демонтаж и проведение ремонта скважинного оборудования.

Фактически бесступенчатое регулирование длины хода и числа двойных ходов в широком интервале позволяет выбрать наиболее удобный режим работы и существенно увеличивает срок службы подземного оборудования.

Техническая характеристика

Нагрузка на шток, кН (тс)	60 (6)
Длина хода, м	1.2 ÷ 2.5
Число двойных ходов в минуту	1 ÷ 7
Мощность, кВт	18.5
Масса привода, кг	1800

Станки-качалки для временной добычи могут быть передвижными на пневматическом (или гусеничном) ходу. Пример — передвижной станок-качалка «РОУДРАНЕР» фирмы «ЛАФКИН».

3.2. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

Для уплотнения устьевого штока применяется устьевой сальник типа СУС1 или СУС2 (рисунок 14).

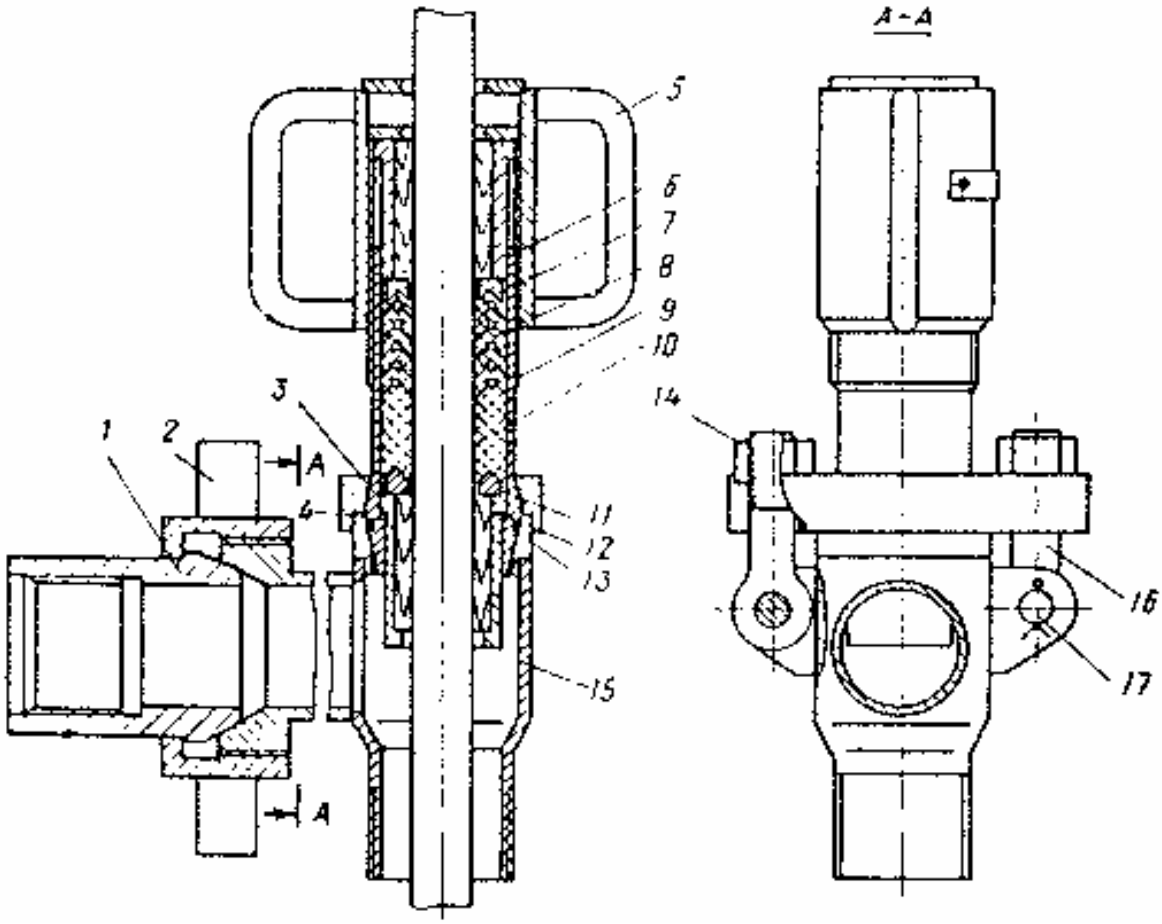


Рисунок 14 — Устьевой сальник типа СУС1

1 — ниппель; *2* — накидная гайка; *3* — втулка; *4* — шаровая крышка; *5* — крышка головки; *6* — верхняя втулка; *7* — нажимное кольцо; *8*, *10* — манжеты; *9* — шаровая головка; *11* — опорное кольцо; *12* — нижняя втулка; *13* — кольцо; *14* — гайка; *15* — тройник; *16* — болт откидной; *17* — палец.

Арматура устьевая типа АУШ-65/50х14 состоит из устьевого патрубка с отборником проб, угловых вентилей, клапана перепускного, устьевого сальника и трубной подвески (рисунок 15).

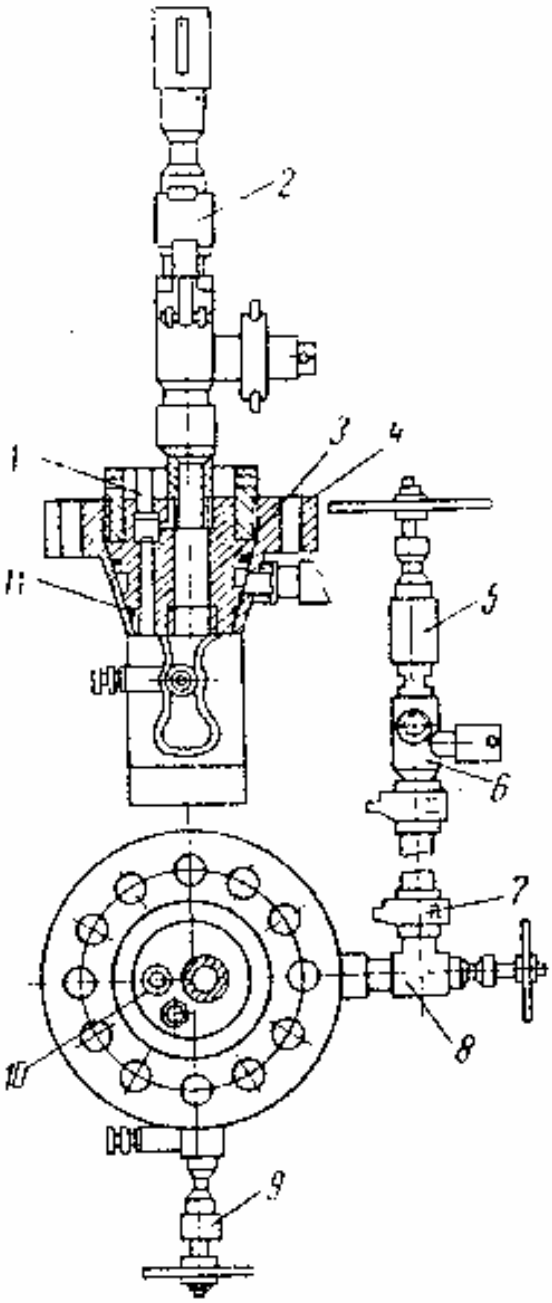


Рисунок 15 — Устьевая арматура типа АУШ

1 — отверстие для проведения исследовательских работ; *2* — сальниковое устройство; *3* — трубная подвеска; *4* — устьевой патрубок; *5*, *8* и *9* — угловые вентили; *6* — отборник проб; *7* — быстросборная муфта; *10* — перепускной патрубок; *11* — уплотнительное кольцо.

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с глубинным насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Техническая характеристика АУШ 65/50 Х 14:

Рабочее давление, МПа в устьевом сальнике СУС	
при работающем станке-качалке	4
при остановленном станке-качалке	14

Условный проход, мм:	
ствола	65
обвязки	50
Подвеска насосно-компрессорных труб	конусная
Диаметр подвески труб, мм	73
Присоединительная резьба (ГОСТ 632—80)	Резьба НКТ
Диаметр устьевого патрубка, мм	146
Габариты, мм	3452х770х1220
Масса, кг	160

3.3. ШТАНГИ НАСОСНЫЕ (ШН)

ШН предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса (рисунок 16). Изготавливаются основном из легированных сталей круглого сечения диаметром 16, 19, 22, 25 мм, длиной 8000 мм и укороченные — 1000 - 1200, 1500, 2000 и 3000 мм как для нормальных, так и для коррозионных условий эксплуатации.

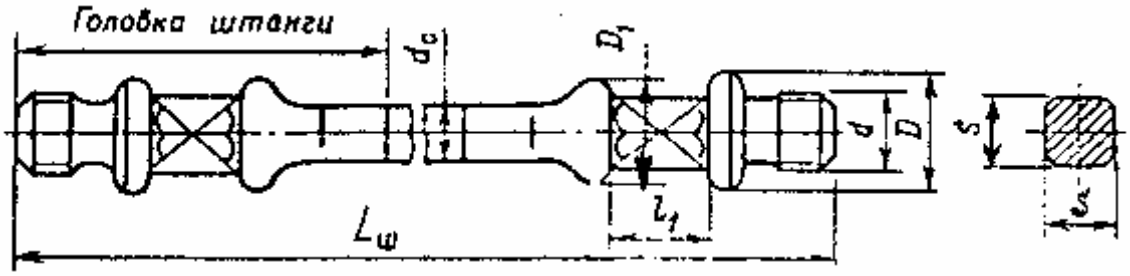


Рисунок 16 — Насосная штанга

Шифр штанг — ШН-22 обозначает: штанга насосная диаметром 22 мм. Марка сталей — сталь 40, 20Н2М, 30ХМА, 15Н3МА и 15Х2НМФ с пределом текучести от 320 до 630 МПа.

Насосные штанги применяются в виде колонн, составленных из отдельных штанг, соединенных посредством муфт.

Муфты штанговые выпускаются: соединительные типа МШ (рисунок 17) — для соединения штанг одинакового размера и переводные типа МШП — для соединения штанг разного диаметра.

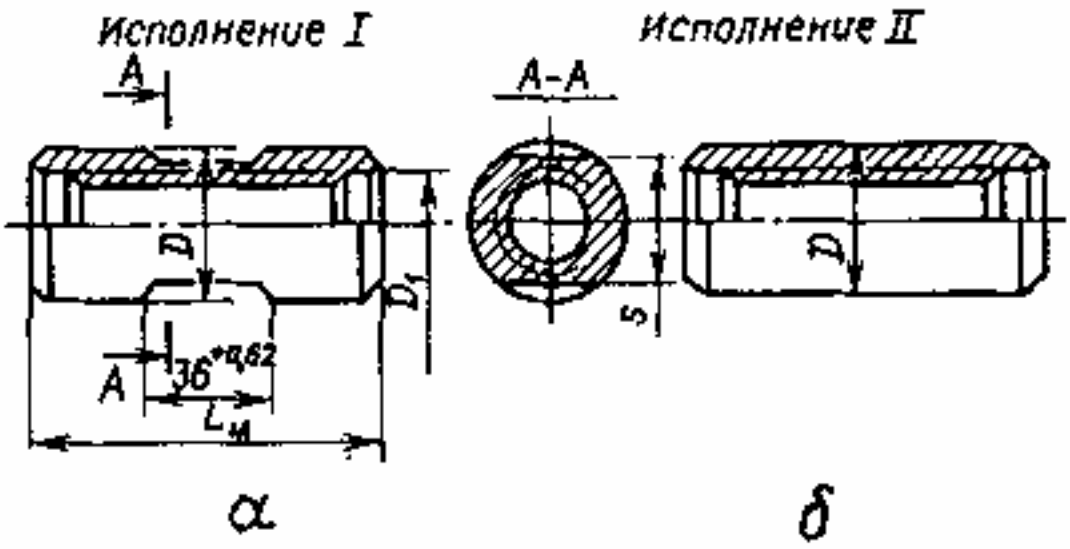


Рисунок 17 — Соединительная муфта

а — исполнение I; *б* — исполнение II

Для соединения штанг применяются муфты — МШ16, МШ19, МШ22, МШ25; цифра означает диаметр соединяемой штанги по телу (мм).

АО «Очерский машиностроительный завод» изготавливает штанги насосные из одноосноориентированного стеклопластика с пределом прочности не менее 80 кгс/мм^2. Концы (ниппели) штанг изготавливаются из сталей. Диаметры штанг 19, 22, 25 мм, длина 8000 ÷ 11000 мм.

Преимущества: снижение веса штанг в 3 раза, снижение энергопотребления на 18 ÷ 20 %, повышение коррозионной стойкости при повышенном содержании сероводорода и др. Применяются непрерывные штанги «Кород».

3.4. ШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСЫ ШСН

ШСН предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99 %, температурой не более 130 °С, содержанием сероводорода не более 50 мг/л, минерализацией воды не более 10 г/л.

Скважинные насосы имеют вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Насосы спускают в скважину на штангах и насосно-компрессорных трубах. Различают следующие типы скважинных насосов (рисунок 18).

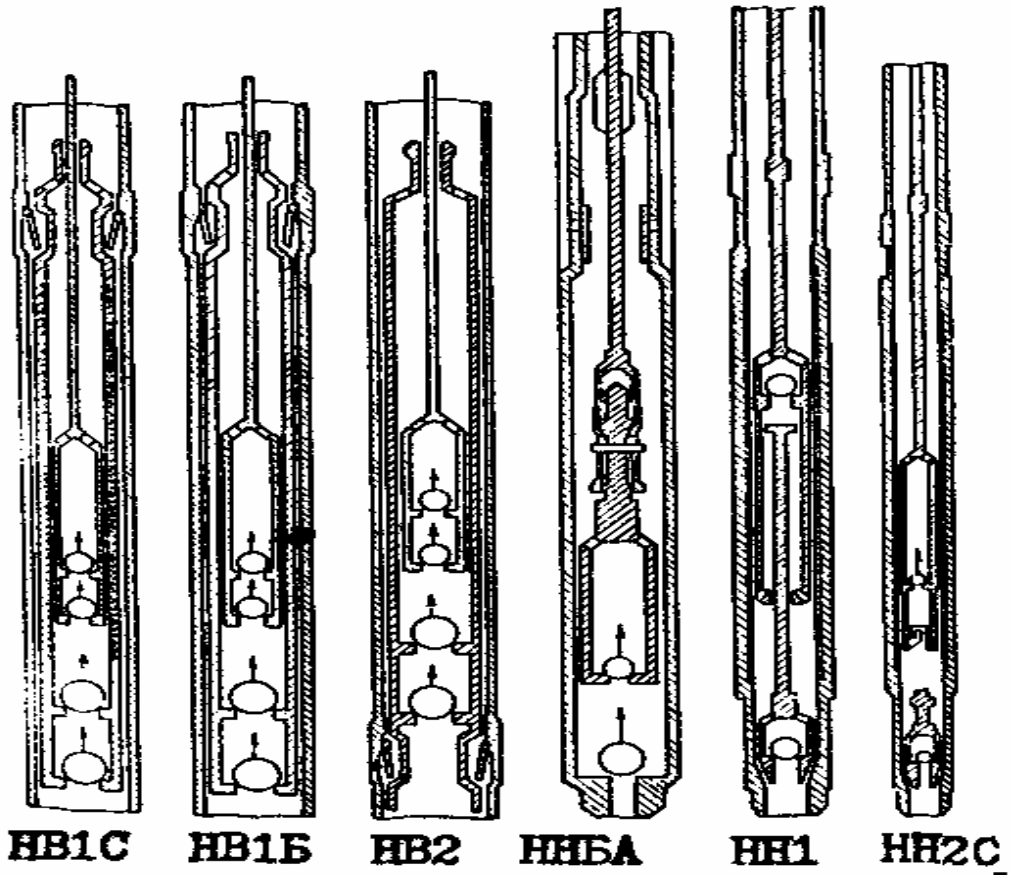


Рисунок 18 — Типы скважинных штанговых насосов

НВ1 — вставные с заулком наверху;

НВ2 — вставные с замком внизу;

НН — невставные без ловителя;

НН1 — невставные с захватным штоком;

НН2 — невставные с ловителем.

Выпускают насосы следующих конструктивных исполнений:

а) по цилиндру:

Б — с толстостенным цельным (безвтулочным) цилиндром;

С — с составным (втулочным) цилиндром.

б) специальные:

Т — с полным (трубчатым) штоком для подъема жидкости по каналу колонны трубчатых штанг;

А — со сцепляющим устройством (только для насосов типа НН), обеспечивающим сцепление колонны насосных штанг с плунжером насоса;

Д1 — одноступенчатые, двухплунжерные для создания гидравлического тяжелого низа;

Д2 — двухступенчатые, двухплунжерные, обеспечивающие двухступенчатое сжатие откачиваемой жидкости;

У — с разгруженным цилиндром (только для насосов типа НН2), обеспечивающим снятие с цилиндра технической нагрузки при работе.

Насосы всех исполнений, кроме Д1 и Д2, одноступенчатые, одноплунжерные.

в) по стойкости к среде:

без обозначения — стойкие к среде с содержанием механических примесей до 1.3 г/л — нормальные;

И — стойкие к среде с содержанием механических примесей более 1.3 г/л — абразивостойкие.

Скважинные штанговые насосы являются гидравлической машиной объемного типа, где уплотнение между плунжером и цилиндром достигается за счет высокой точности их рабочих поверхностей и регламентируемых зазоров. При этом в зависимости от размера зазора (на диаметр) в паре «цилиндр-плунжер» выпускают насосы четырех групп (таблица 5).

Таблица 5

Группа посадки	Размер зазора между цилиндром и плунжером насоса при исполнении цилиндра, мм	
	Б	С
0	< 0.045	< 0.045
1	0.01 ÷ 0.07	0.02 ÷ 0.07
2	0.06 ÷ 0.12	0.07 ÷ 0.12
3	0.11 ÷ 0.17	0.12 ÷ 0.17

В условном обозначении насоса, например, НН2БА-44-18-15-2, первые две буквы и цифра указывают тип насоса, следующие буквы — исполнение цилиндра и насоса, первые две цифры — диаметр насоса (мм), последующие длину хода плунжера (мм) и напор (м), уменьшенные в 100 раз и последняя цифра — группу посадки.

Цилиндры насосов изготовляют двух исполнений: ЦБ и ЦС.

ЦБ — цельный безвтулочный толстостенный;

ЦС — составной из набора втулок, стянутых внутри кожуха переводниками.

Исходя из назначения и области применения скважинных насосов, выпускают плунжеры и пары «седло-шарик» клапанов различных поверхностей.

Плунжеры насосов изготавливают четырех исполнений:

ПХ1 — с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и с хромовым покрытием наружной поверхности;

ПХ2 — то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце;

П111 — с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и упрочнением наружной поверхности напылением износостойкого порошка;

П211 — то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце.

Пары «седло-шарик» клапанов насосов изготавливают в трех исполнениях:

К — с цилиндрическим седлом и шариком из нержавеющей стали;

КБ — то же, с седлом и буртиком;

КИ — с цилиндрическим седлом из твердого сплава и шариком из нержавеющей стали.

Скважинные насосы нормального исполнения по стойкости к среде, применяемые преимущественно для подъема жидкости с незначительным содержанием (до 1.3 г/л) механических примесей, комплектуют плунжерами исполнения ПХ1 или ПХ2 с парами «седло-шарик» исполнения К или КБ. Скважинные насосы абразивостойкого исполнения И, применяемые преимущественно для подъема жидкости, содержащей более 1.3 г/л механических примесей, комплектуют плунжерами исполнения П1И или П2И и парами «седло-шарик» исполнения КИ.

Конструктивно все скважинные насосы состоят из цилиндра, плунжера, клапанов, замка (для вставных насосов), присоединительных и установочных деталей, максимально унифицированных.

Скважинные насосы типа НВ1 выпускают шести исполнений:

НВ1С — вставной с замком наверху, составным втулочным цилиндром исполнения ЦС, нормального исполнения по стойкости к среде;

НВ1Б — вставной с замком наверху, цельным (безвтулочным) цилиндром исполнения ЦБ, нормального исполнения по стойкости к среде;

НВ1Б И — то же абразиовостойкого исполнения по стойкости к среде;

НВ1БТ И — то же, с полым штоком, абразивостойкого исполнения по стойкости к среде;

НВ1БД1 — вставной с замком наверху, цельным цилиндром исполнения ЦБ, одноступенчатый, двухплунжерный, нормального исполнения по стойкости к среде;

НВ1БД2 — вставной с замком наверху, цельным цилиндром исполнения ЦБ, двухступенчатый, двухплунжерный, нормального исполнения по стойкости к среде.

Скважинные насосы всех исполнений, кроме исполнения НВ1БД1 и НВ1БД2, одноплунжерные, одноступенчатые.

Скважинные насосы типа НВ2 изготовляют одного исполнения: НВ2Б — вставной с замком внизу, цельным цилиндром исполнения ЦБ, одноплунжерный, одноступенчатый, нормального исполнения по стойкости к среде (рисунок 19).

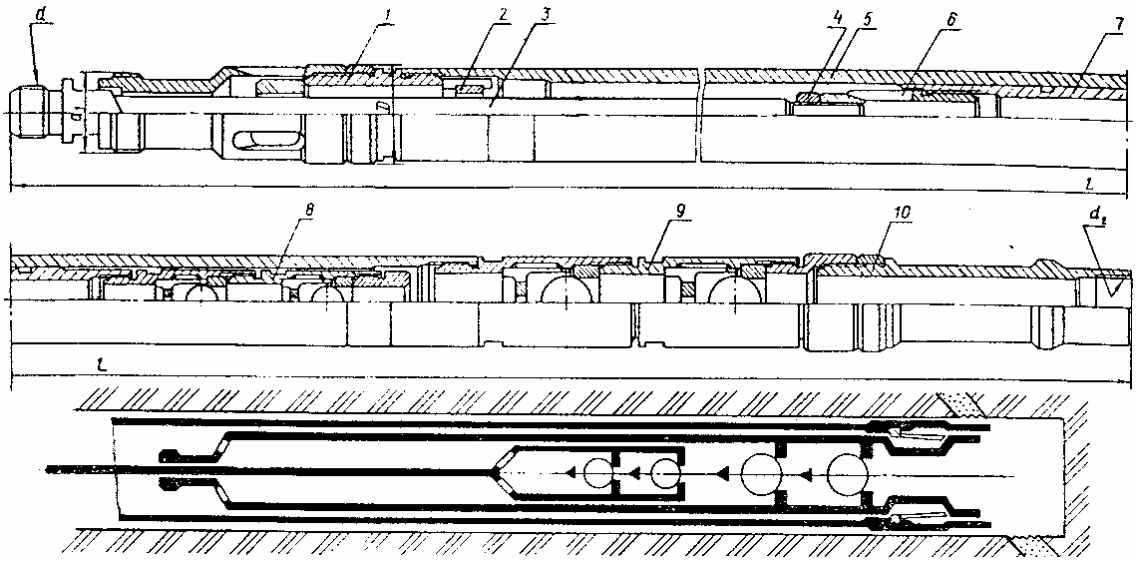


Рисунок 19 — Скважинный штанговый насос исполнения НВ2Б

1 — защитный клапан; *2* — упор; *3* — шток; *4* — контргайка; *5* — цилиндр; *6* — клетка плунжера; *7* — плунжер; *8* — нагнетательный клапан; *9* — всасывающий клапан; *10* — упорный ниппель с конусом.

Скважинные насосы типа НН выпускают двух исполнений:

ННБА — невставной без ловителя, с цельным цилиндром исполнения ЦБ, сцепляющим устройством, одноступенчатый, одноплунжерный, нормального исполнения по стойкости к среде;

ННБД1 — невставной без ловителя, с цельным цилиндром исполнения ЦБ, одноступенчатый, двухплунжерный, нормального исполнения по стойкости к среде.

Скважинные насосы типа НН1 изготовляют одного исполнения:

НП1С — невставной с захватным штоком, составным цилиндром исполнения ЦС, нормального исполнения по стойкости к среде.

Скважинные насосы типа НН2 выпускают пяти исполнений:

НН2С — невставной с ловителем, составным цилиндром исполнения ЦС, нормального исполнения по стойкости к среде;

НН2Б — невставной с ловителем, цельным цилиндром исполнения ЦБ, нормального исполнения по стойкости к среде (рисунок 20);

НН2Б…И — то же, абразивостойкого исполнения по стойкости к среде;

НН2БТ…И — то же, с полым штоком, абразивостойкого исполнения по стойкости к среде;

НН2БУ — невставной с ловителем, разгруженным цельным цилиндром исполнения ЦБ, нормального исполнения по стойкости к среде.

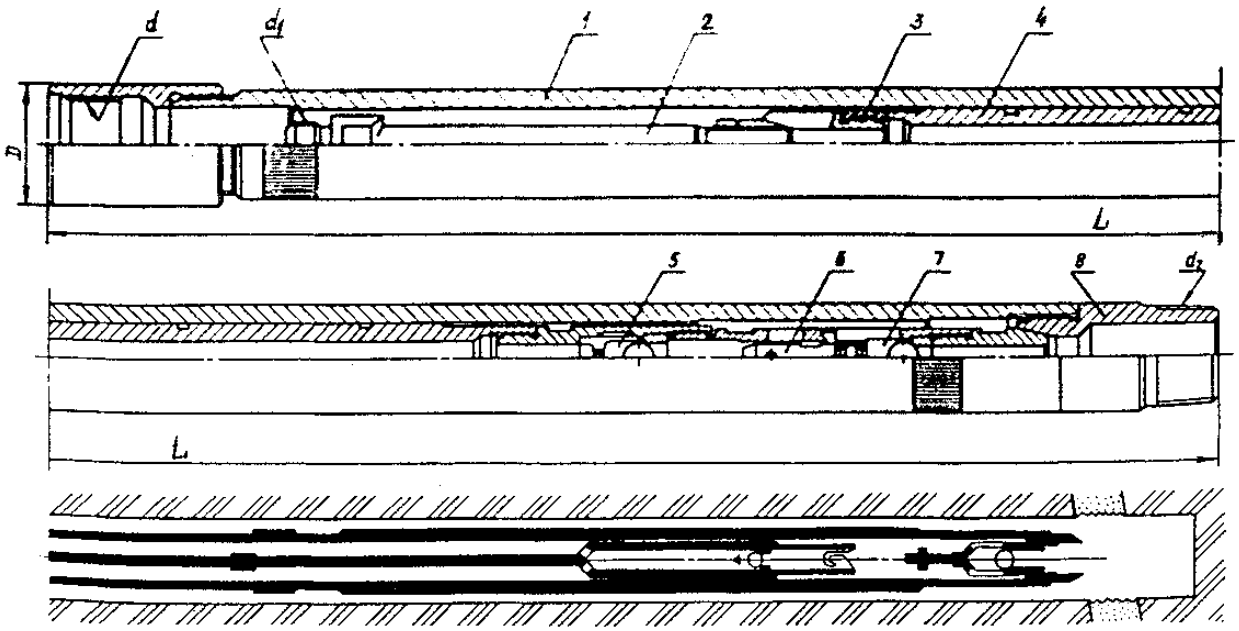


Рисунок 20 — Скважинный штанговый насос исполнения НН2Б и НН2Б…И

1 — цилиндр; *2* — шток; *3* — клетка плунжера; *4* — плунжер; 5 — нагнетательный клапан; *6* — шток ловителя; *7* — всасывающий клапан; *8* — седло конуса.

Все насосы типа НН2 — одноплунжерные, одноступенчатые.

Замковая опора типа ОМ предназначена для закрепления цилиндра скважинных насосов исполнений НВ1 и НВ2 в колонне насосно-компрессорных труб. Высокая точность изготовления поверхностей деталей опоры обеспечивает надежную герметичную фиксацию цилиндра насоса в насосно-компрессорных трубах на заданной глубине скважины и одновременно предотвращает искривление насоса в скважине.

Замковая опора ОМ (рисунок 21) состоит из опорного кольца *2*, пружинного якоря *3*, опорной муфты *4*, кожуха *5* и переводников *1* и *6*.

Переводник имеет на верхнем конце гладкую коническую резьбу, при помощи которой опора соединяется с колонной насосно-компрессорных труб. Кольцо изготавливают из нержавеющей стали. Конической внутренней фаской оно сопрягается с ответной конической поверхностью конуса замка насоса и обеспечивает герметичную посадку насоса.

Якорь предотвращает срыв насоса с опоры от усилий трения движущегося вверх плунжера в период запуска в работу подземного оборудования. Максимальное усилие срыва замка 3 ÷ 3.5 кН.

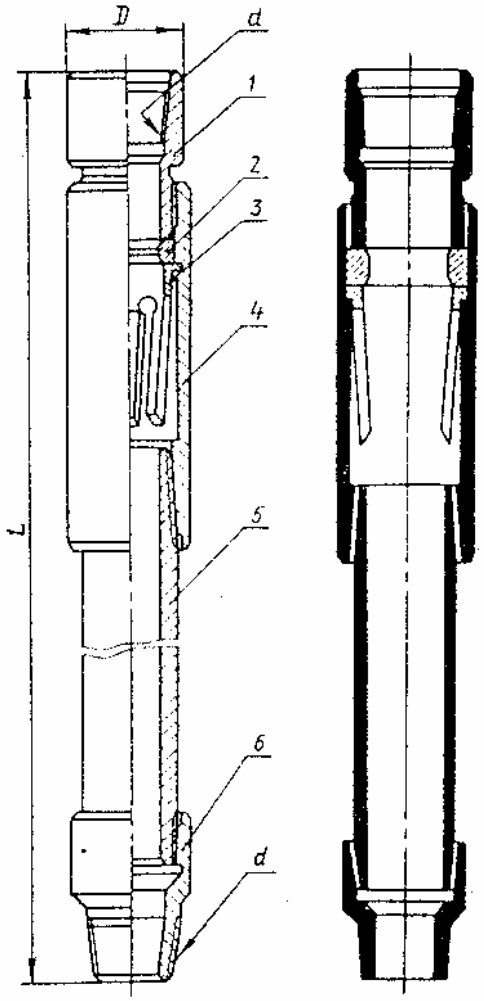


Рисунок 21 — Замковая опора

Варианты крепления насосов приведены на рисунке 22.

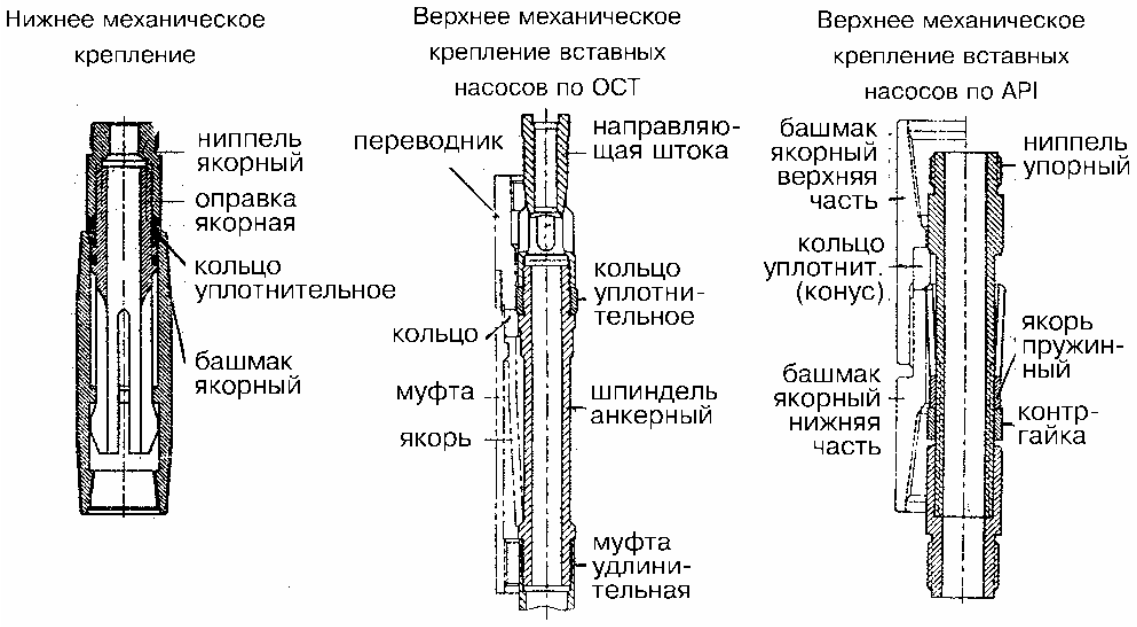


Рисунок 22 — Крепление вставных насосов

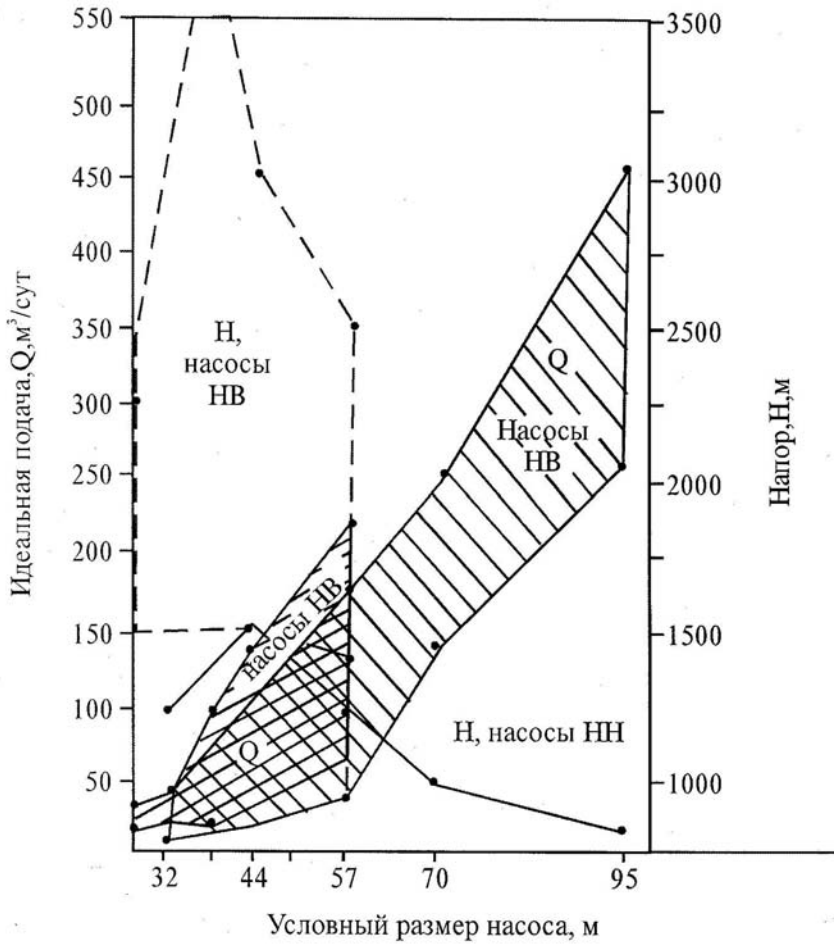


Рисунок 23 — Область применения ШСН Сураханского машиностроительного завода

Применение насосов НН предпочтительно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом, а насосы типов НВ в скважинах с небольшим дебитом, при больших глубинах спуска (рисунок 22). Чем больше вязкость жидкости, тем принимается выше группа посадки. Для откачки жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина рекомендуется использовать насосы третьей группы посадки. При большой глубине спуска рекомендуется применять насосы с меньшим зазором.

Насос выбирают с учетом состава откачиваемой жидкости (наличия песка, газа и воды), ее свойств, дебита и глубины его спуска, а диаметр НКТ — в зависимости от типа и условного размера насоса.

3.5. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НАСОСА

Теоретическая производительность ШСН равна — $Q_t = 1440\frac{\pi}{4}D^2Ln$, м³/сут.,

где *1440* - число минут в сутках;

D — диаметр плунжера наружный;

L — длина хода плунжера;

n — число двойных качаний в минуту.

Фактическая подача Q всегда $< Q_t$.

Отношение $\frac{Q}{Q_t} = \alpha_n$, называется коэффициентом подачи, тогда $Q = Q_t \alpha_n$, где α_n изменяется от 0 до 1.

В скважинах, в которых проявляется так называемый фонтанный эффект, т.е. в частично фонтанирующих через насос скважинах может быть $\alpha_n > 1$. Работа насоса считается нормальной, если $\alpha_n = 0.6 \div 0.8$.

Коэффициент подачи зависит от ряда факторов, которые учитываются коэффициентами $\alpha_n = \alpha_g \alpha_{ус} \alpha_н \alpha_{ут}$, где коэффициенты:

α_g — деформации штанг и труб;

$\alpha_{ус}$ — усадки жидкости;

$\alpha_н$ — степени наполнения насоса жидкостью;

$\alpha_{ут}$ — утечки жидкости.

Где $\alpha_g = S_{пл} / S$, где $S_{пл}$ — длина хода плунжера (определяется из условий учета упругих деформаций штанг и труб); S — длина хода устьевого штока (задается при проектировании).

$$S_{пл} = S - \Delta S, \qquad \Delta S = \Delta S_{пл} + \Delta S_t,$$

где ΔS — деформация общая; S — деформация штанг; ΔS_t — деформация труб.

$$\alpha_{ус} = 1 / b,$$

где b — объемный коэффициент жидкости, равный отношению объемов (расходов) жидкости при условиях всасывания и поверхностных условиях.

Насос наполняется жидкостью и свободным газом. Влияние газа на наполнение и подачу насоса учитывают коэффициентом наполнения цилиндра насоса

$$\alpha_н = \frac{1 - K_{вр} R'}{1 - R'},$$

где R' — газовое число (отношение расхода свободного газа к расходу жидкости при условиях всасывания).

Коэффициент, характеризующий долго пространства, т.е. объема цилиндра под плунжером при его крайнем нижнем положении от объема цилиндра, описываемого плунжером. Увеличив длину хода плунжера, можно увеличить $\alpha_н$.

Коэффициент утечек

$$\alpha_{ут} = 1 - \frac{g_{ут}}{Q_т \alpha_g \alpha_{ус} \alpha_н}$$

где $g_{ут}$ — расход утечек жидкости (в плунжерной паре, клапанах, муфтах НКТ); $\alpha_{ут}$ — величина переменная (в отличие других факторов), возрастающая с течением времени, что приводит к изменению коэффициента подачи.

Оптимальный коэффициент подачи определяется из условия минимальной себестоимости добычи и ремонта скважин.

Уменьшение текущего коэффициента подачи насоса во времени можно описать уравнением параболы:

$$\alpha_{\text{п тек}} = \alpha_{\text{п}}\left[1-\left(\frac{t}{T}\right)^{\text{m}}\right],$$

где α_n — начальный коэффициент подачи нового (отремонтированного) насоса; T — полный период работы насоса до прекращения подачи (если причина — износ плунжерной пары, то T означает полный, возможный срок службы насоса); m — показатель степени параболы, обычно равный двум; t — фактическое время работы насоса после очередного ремонта насоса.

Исходя из критерия минимальной себестоимости добываемой нефти с учетом затрат на скважино-сутки эксплуатации скважины и стоимости ремонта, А.Н. Адонин определил оптимальную продолжительность межремонтного периода

$$t_{\text{мопт}} = \sqrt[3]{1{,}5T\left(t_{\text{р}}+\frac{B_{\text{р}}}{B_{\text{э}}}\right)},$$

где $t_р$ — продолжительность ремонта скважины; $B_р$ — стоимость предупредительного ремонта; $B_э$ — затраты на скважино-сутки эксплуатации скважины, исключая $B_р$.

Подставив $t_{\text{мопт}}$ вместо t, определим оптимальный конечный коэффициент подачи перед предупредительным подземным ремонтом $\alpha_{\text{попт}}$.

Если текущий коэффициент подачи $\alpha_{\text{п}}$ станет равным оптимальному $\alpha_{\text{попт}}$ (с точки зрения ремонта и снижения себестоимости добычи), то необходимо остановить скважину и приступить к ремонту (замене) насоса.

Средний коэффициент подачи за межремонтный период составит:

$$\alpha_{\text{пср}} = \alpha_{\text{п}}\left[1+\frac{1}{1+m}\left(\frac{t_{\text{мопт}}}{T}\right)^{\text{m}}\right].$$

Анализ показывает, что при $B_р/(B_э T) < 0.12$ допустимая степень уменьшения подачи за межремонтный период составляет 15 ÷ 20 %, а при очень больших значениях $B_р/(B_э T)$ она приближается к 50 %.

Увеличение экономической эффективности эксплуатации ШСН можно достичь повышением качества ремонта насосов, сокращением затрат на текущую эксплуатацию скважины и ремонт, а также своевременным установлением момента ремонта скважины.

3.6. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Устье скважины должно быть оборудовано арматурой и устройством для герметизации штока.

Обвязка устья периодически фонтанирующей скважины должна позволять выпуск газа из затрубного пространства в выкидную линию через обратный клапан и смену набивки сальника штока при наличии давления в скважине.

До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском электродвигатель должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешивается плакат: «Не включать, работают люди».

На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте должны быть укреплены плакаты с надписью «Внимание! Пуск автоматический». Такая надпись должна быть и на пусковом устройстве.

Система замера дебита скважин, пуска, остановки и нагрузок на полированный шток (головку балансира) должны иметь выход на диспетчерский пункт.

Управление скважиной, оборудованной ШСН, осуществляется станцией управления скважиной типа СУС-01 (и их модификации), имеющий ручной, автоматический, дистанционный и программный режим управления. Виды защитных отключений ШСН: перегрузка электродвигателя (>70 % потребляемой мощности); короткое замыкание; снижение напряжения в сети (<70 % номинального); обрыв фазы; обрыв текстропных ремней; обрыв штанг; неисправность насоса; повышение (понижение) давления на устье.

Для облегчения обслуживания и ремонта станков-качалок используются специальные технические средства такие, как агрегат 2АРОК, маслозаправщик МЗ-4310СК.

4. БЕСШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

В УШСН наиболее ответственное и слабое звено-колонна насосных штанг — проводник энергии от привода, расположенного на поверхности.

В связи с этим разработаны насосные установки с переносом привода (первичного двигателя) в скважину к насосу. К ним относятся установки погружных центробежных, винтовых и диафрагменных электронасосов. Электроэнергия в этом случае подается по кабелю, закрепленному на НКТ. Имеются глубинные насосы, например, гидропоршневые, струйные, которые используют энергию потока рабочей жидкости, подготовленной на поверхности и подаваемой в скважину по трубопроводу (НКТ).

4.1. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН)

Область применения УЭЦН — это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10 ÷ 1300 м^3/сут и высотой подъема 500 ÷ 2000 м. Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК — коррозионностойкое.

Установка (рисунок 24) состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемой в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).

Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны.

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы — 5; 5А и 6:

- установки группы 5 поперечным габаритом 112 мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121.7 мм;
- установки группы 5А поперечным габаритом 124 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 130 мм;
- установки группы 6 поперечным габаритом 140.5 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 148.3 мм.

Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам: жидкость с содержанием механических примесей не более 0.5 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 25 %; сероводорода не более 1.25 г/л; воды не более 99 %; водородный показатель (pH) пластовой воды в пределах 6 ÷ 8.5. Температура в зоне размещения электродвигателя не более + 90 ˚С (специального теплостойкого исполнения до + 140 ˚С).

Пример шифра установок — УЭЦНМК5-125-1300 означает: УЭЦНМК — установка электроцентробежного насоса модульного и коррозионно-стойкого исполнения; 5 — группа насоса; 125 — подача, м^3/сут; 1300 — развиваемый напор, м вод. ст.

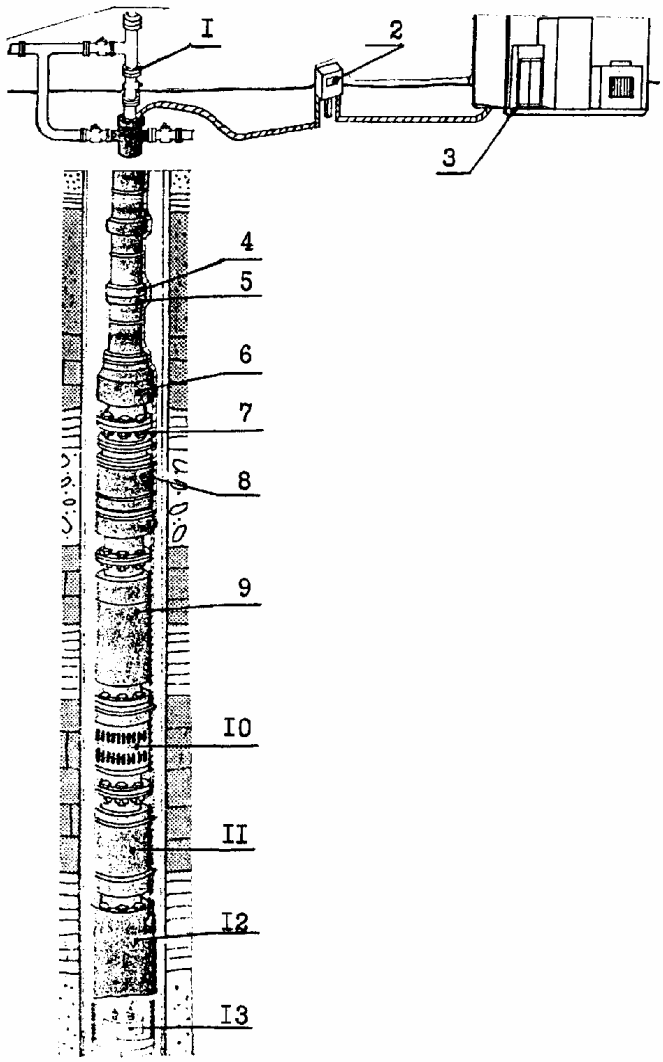


Рисунок 24 — Установка погружного центробежного насоса

1 — оборудование устья скважин; *2* — пункт подключательный выносной; *3* — трансформаторная комплексная подстанция; *4* — клапан спускной; *5* — клапан обратный; *6* — модуль-головка; *7* — кабель; *8* — модуль-секция; *9* — модуль насосный газосепараторный; *10* — модуль исходный; *11* — протектор; *12* — электродвигатель; *13* — система термоманометрическая.

На рисунке 24 представлена схема установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении, представляющая новое поколение оборудования этого типа, что позволяет индивидуально подбирать оптимальную компоновку установки к скважинам в соответствии с их параметрами из небольшого числа взаимозаменяемых модулей.Установки (на рисунке 24 — схема НПО «Борец», г. Москва) обеспечивают оптимальный подбор насоса к скважине, что достигается наличием для каждой подачи большого количества напоров. Шаг напоров установок составляет от 50 ÷ 100 до 200 ÷ 250 м в зависимости от подачи в интервалах, указанных в таблице 6 основных данных установок.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15.5 до 39.2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152 ÷ 393. Входной модуль представляет основание насоса с

приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Таблица 6

Наименование установок	Минимальный (внутренний) диаметр эксп-луатационной колонны, мм	Попереч-ный габарит установки, мм	Подача $м^3$/сут	Напор, м	Мощность двигателя, кВт	Тип газосепаратора
УЭЦНМ5-50	121.7	112	50	990 ÷1980	32 ÷ 45	
УЭЦНМ5-80			80	900 ÷ 1950	32 ÷ 63	
УЭЦНМК5-80						
УЭЦНМ5-125			125	745 ÷ 1770		1МНГ5
УЭЦНМК5-125						
УЭЦНМ5-200			200	640 ÷ 1395	45 ÷ 90	1МНГК 5
УЭЦНМ5А-160	130.0	124	160	790÷1705	32÷90	МНГА5
УЭЦНМ5А-250			250	795÷1800	45÷90	
УЭЦНМК5-250						МНГК5 А
УЭЦНМ5А-400			400	555 ÷ 1255	63 ÷ 125	
УЭЦНМК5А-400						
УЭЦНМ6-250	144.3	137	250	920 ÷ 1840	63 ÷ 125	
УЭЦНМ6-320			320	755 ÷ 1545		
УЭЦНМ6-500	144.3 или 148.3	137 или 140.5	500	800 ÷ 1425	90 ÷ 180	
УЭЦНМ6-800	148.3	140.5	800	725 ÷ 1100	125 ÷ 250	
УЭЦНМ6-1000			1000	615 ÷ 1030	180 ÷ 250	

Насос (ЭЦНМ) — погружной центробежный модульный многоступенчатый вертикального исполнения.

Насосы также подразделяют на три условные группы — 5; 5А и 6. Диаметры корпусов группы 5 ÷ 92 мм, группы 5А — 103 мм, группы 6 — 114 мм.

Модуль-секция насоса (рисунок 25) состоит из корпуса *1*, вала *2*, пакетов ступеней (рабочих колес — *3* и направляющих аппаратов — *4*), верхнего подшипника *5*, нижнего подшипника *6*, верхней осевой

опоры *7*, головки *8*, основания *9*, двух ребер *10* (служат для защиты кабеля от механических повреждений) и резиновых колец *11*, *12*, *13*.

Рабочие колеса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижним, и верхним направляющими аппаратами. Осевое усилие от рабочего колеса передается на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Частично осевое усилие передается валу вследствие трения колеса о вал или прихвата колеса к валу при отложении солей в зазоре или коррозии металлов. Крутящий момент передается от вала к колесам латунной (Л62) шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиною 400 - 1000 мм.

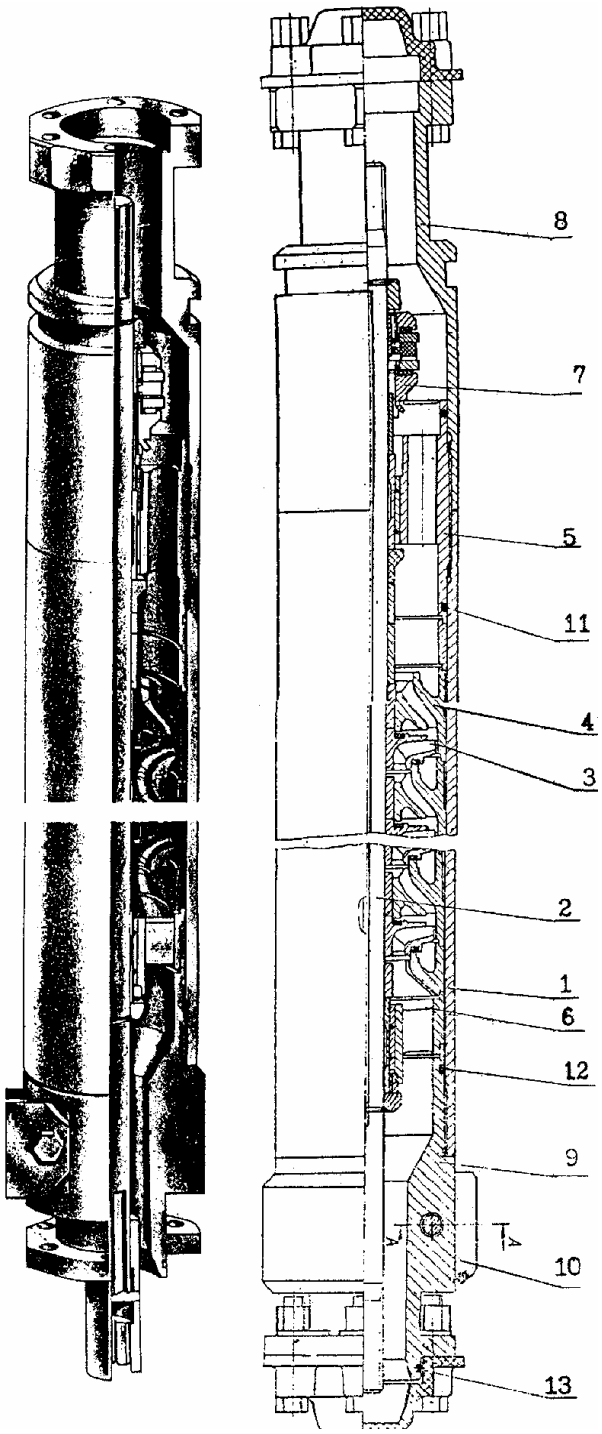


Рисунок 25 — Модуль-секция насос

1 — корпус; *2* — вал; *3* — колесо рабочее; *4* — аппарат направляющий; *5* — подшипник верхний; *6* — подшипник нижний; *7* — опора осевая верхняя; *8* — головка; *9* — основание; *10* — ребро; *11*, *12*, *13* — кольца резиновые.

Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник *6* (рисунок 25) и основание *9*, а сверху через корпус верхнего подшипника зажаты в корпусе.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливаются из модифицированного серого чугуна и радиационно модифицированного полиамида, насосов коррозионно-стойкого исполнения — из модифицированного чугуна ЦН16Д71ХШ типа «нирезист».

Валы модулей секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливаются из комбинированной коррозионно-стойкой высокопрочной стали О3Х14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ» для насосов повышенной коррозионной стойкости — из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ-К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов 3, 4 и 5 м, унифицированы.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля секции с валом входного модуля (или вала газосепаратора), вала входного модуля свалом гидрозащиты двигателя осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем — фланцевое. Уплотнение соединений (кроме соединения входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) осуществляется резиновыми кольцами.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный — газосепаратор (рисунок 26).

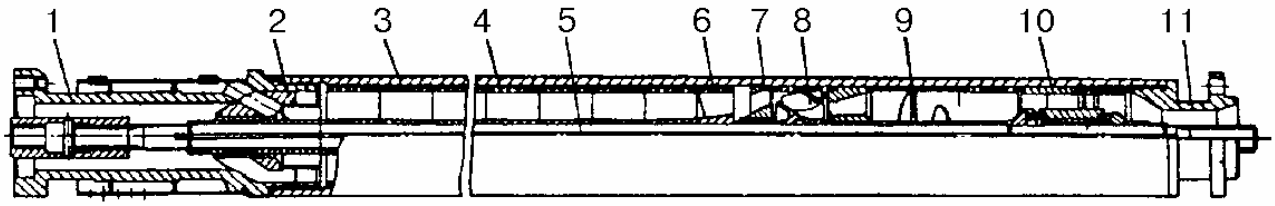


Рисунок 26 — Газосепаратор

1 — головка; *2* — переводник; *3* — сепаратор; *4* — корпус; *5* — вал; *6* — решетка; *7* — направляющий аппарат; *8* — рабочее колесо; *9* — шнек; *10* — подшипник; *11* — основание.

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ — в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу 250 ÷ 500 $м^3$/сут., коэффициент сепарации 90 %, массу от 26 до 42 кг.

Двигатель погружного насосного агрегата состоит из электродвигателя и гидрозащиты. Электродвигатели (рисунок 27) погружные трехфазные коротко замкнутые двухполюсные маслонаполненные обычного и коррозионно-стойкого исполнения унифицированной серии ПЭДУ и в

обычном исполнении серии ПЭД модернизации Л. Гидростатическое давление в зоне работы не более 20 МПа. Номинальная мощность от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение 530 ÷ 2300 В, номинальный ток 26 ÷ 122.5 А.

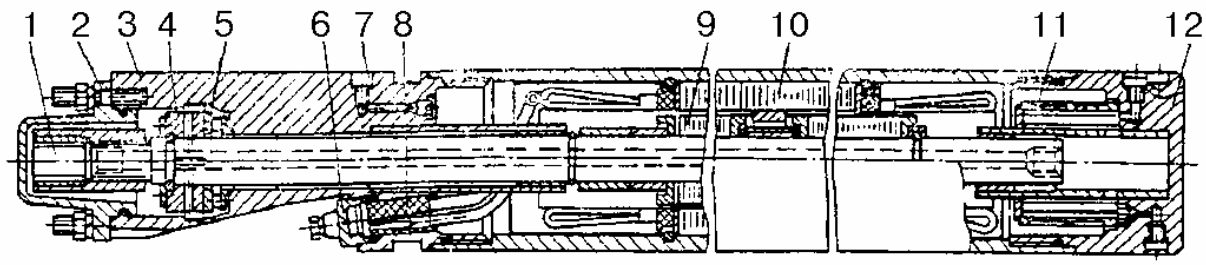


Рисунок 27 — Электродвигатель серии ПЭДУ

1 — соединительная муфта; *2* — крышка; *3* — головка; *4* — пятка; *5* — подпятник; *6* — крышка кабельного ввода; *7* — пробка; *8* — колодка кабельного ввода; *9* — ротор; *10* — статор; *11* — фильтр; *12* — основание.

Гидрозащита (рисунок 28) двигателей ПЭД предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

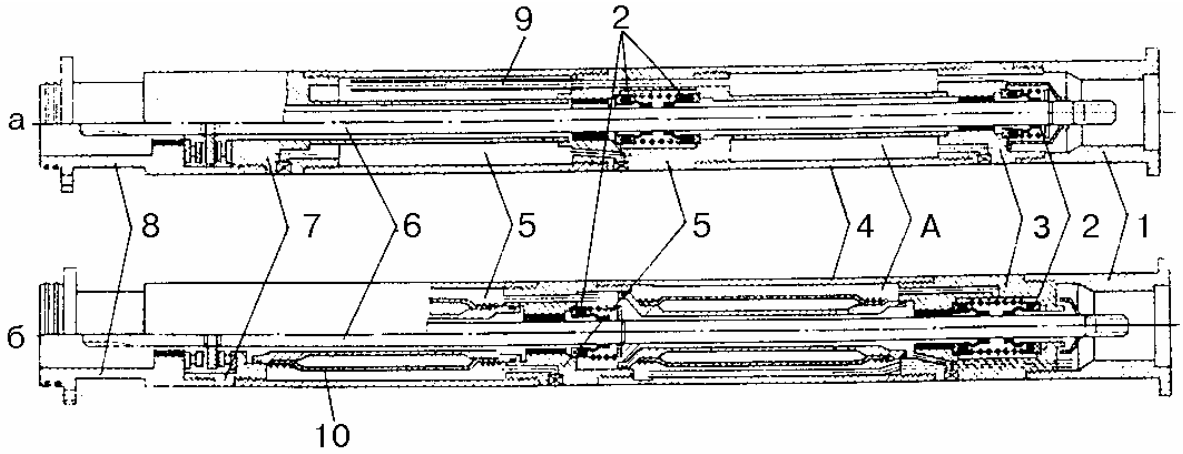


Рисунок 28 — Гидрозащита

а — открытого типа; *б* — закрытого типа

А — верхняя камера; *Б* — нижняя камера; *1* — головка; *2* — торцевое уплотнение; *3* — верхний ниппель; *4* — корпус; *5* — средний ниппель; *6* — вал; *7* — нижний ниппель; *8* — основание; *9* — соединительная трубка; *10* — диафрагма.

Гидрозащита состоит либо из одного протектора, либо из протектора и компенсатора. Могут быть три варианта исполнения гидрозащиты.

Первый состоит из протекторов П92, ПК92 и П114 (открытого типа) из двух камер. Верхняя камера заполнена тяжелой барьерной жидкостью (плотность до 2 г/см^3, не смешиваемая с пластовой жидкостью и маслом), нижняя — маслом МА-ПЭД, что и полость электродвигателя. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет переноса барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

Второй состоит из протекторов П92Д, ПК92Д и П114Д (закрытого типа), в которых применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

Третий — гидрозащита 1Г51М и 1Г62 состоит из протектора, размещенного над электродвигателем и компенсатора, присоединяемого к нижней части электродвигателя. Система торцевых уплотнений обеспечивает защиту от попадания пластовой жидкости по валу внутрь электродвигателя. Передаваемая мощность гидрозащит 125 ÷ 250 кВт, масса 53 ÷ 59 кг.

Система термоманометрическая ТМС-3 предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на приеме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин. Имеется подземная и наземная части. Диапазон контролируемого давления от 0 до 20 МПа. Диапазон рабочих температур от 25 до 105 ˚С.

Масса общая 10.2 кг (см. рисунок 24).

Кабельная линия представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан.

Кабель в сборе состоит из основного кабеля — круглого ПКБК (кабель, полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый) или плоского — КПБП (рисунок 29), присоединенного к нему плоского кабеля с муфтой кабельного ввода (удлинитель с муфтой).

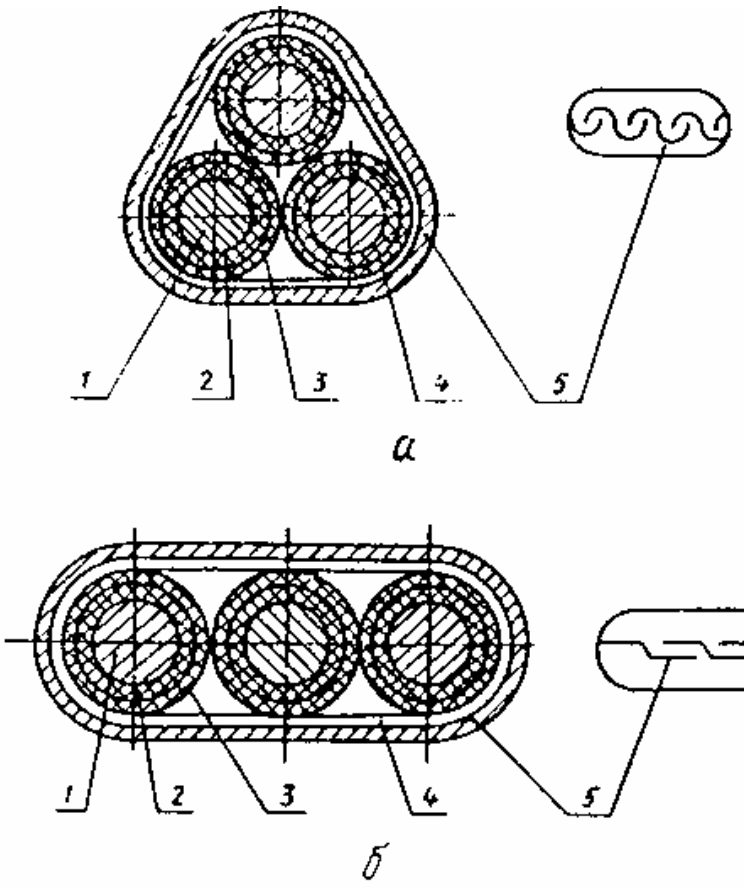


Рисунок 29 — Кабели

а — круглый; *б* — плоский; *1* — жила; *2* — изоляция; *3* — оболочка; *4* — подушка; *5* — броня.

Кабель состоит из трех жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля — уложены параллельно в один ряд.

Кабель КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды до + 160 ˚С.

Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода К38 (К46) круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя.

К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники.

Круглый кабель имеет диаметр от 25 до 44 мм. Размер плоского кабеля от 10.1х25.7 до 19.7х52.3 мм. Номинальная строительная длина 850, 1000 ÷ 1800 м.

Комплектные устройства типа ШГС5805 обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10 % или ниже 15 % от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении (в том числе со встроенной термометрической системой).

Комплексная трансформаторная подстанция погружных насосов — КТППН предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16 ÷ 125 кВт включительно. Номинальное высокое напряжение 6 или 10 кВ, пределы регулирования среднего напряжения от 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) и от 2406 до 1652 В (ТМПН160). Масса с трансформатором 2705 кг.

Комплектная трансформаторная подстанция КТППНКС предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов с электродвигателями 16 ÷ 125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

В комплект поставки установки входят: насос, кабель в сборе, двигатель, трансформатор, комплектная трансформаторная подстанция, комплектное устройство, газосепаратор и комплект инструмента.

4.2. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ВИНТОВЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до 1.103 $м^2/с$) температурой 70 ˚С, с содержанием механических примесей не более 0.4 г/л, свободного газа на приеме насоса — не более 50 % по объему.

Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса (рисунок 30) состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, комплектного устройства, токоподводящего кабеля с муфтой кабельного ввода. В состав установок с подачами 63, 100 и 200 $м^3$/сут входит еще и трансформатор, так как двигатели этих установок выполнены соответственно на напряжение 700 и 1000 В.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром колонны обсадных труб 146 мм.

С учетом температуры в скважине установки изготавливают в трех модификациях:

для температуры 30 ˚С (А);

для температуры 30 ÷ 50 ˚С (Б);

для температуры 50 ÷ 70 ˚С (В, Г).

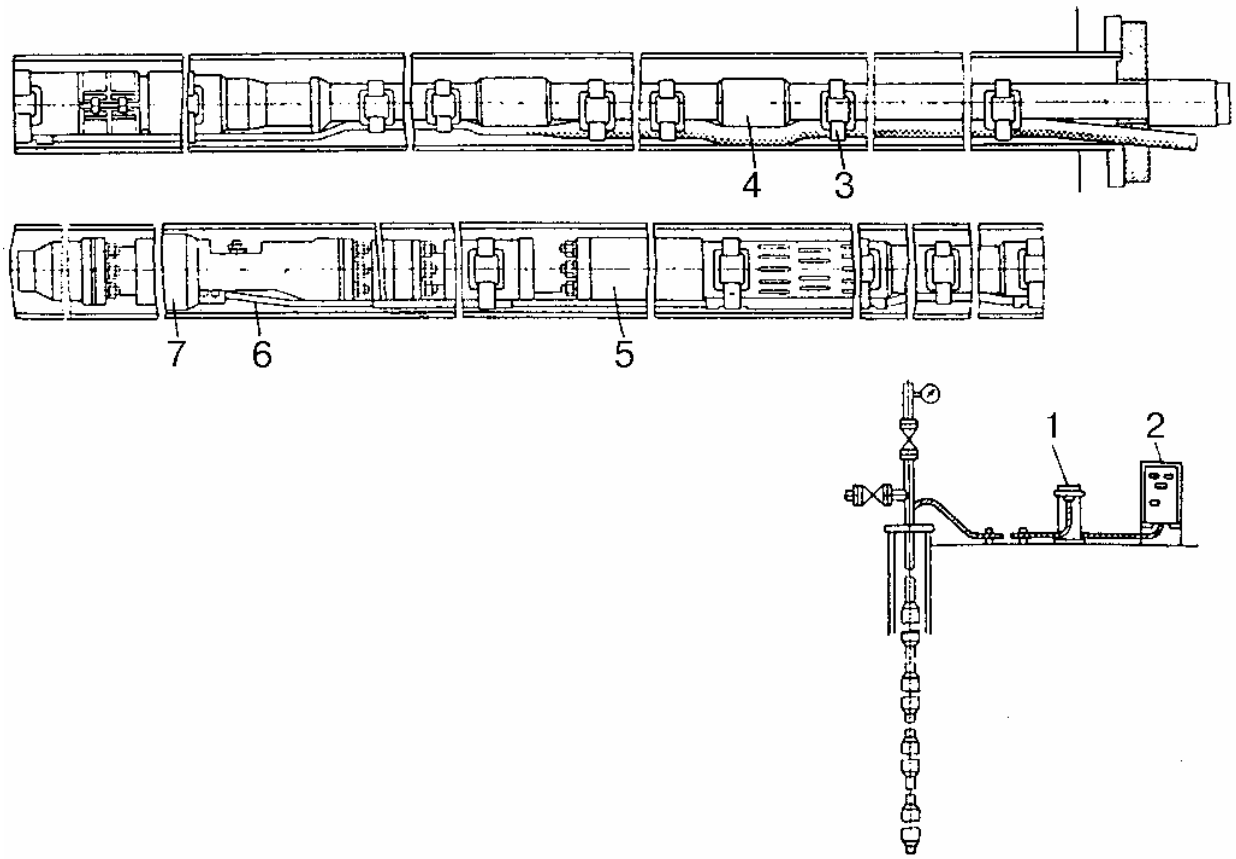


Рисунок 30 — Установки погружного винтового сдвоенного электронасоса

1 — трансформатор; *2* — комплектное устройство; *3* — пояс крепления кабелей; *4* — *НКТ*; *5* — винтовой насос; *6* — кабельный ввод; *7* — электродвигатель с гидрозащитой.

В обозначении установок в зависимости от температуры добываемой жидкости введены буквы А, Б и В (Г). Например, УЭВН5-16-1200А или УЭВН5-200-900В.

Все установки комплектуют погружными двигателями типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51.

Приводом винтовых насосов служит электродвигатель трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, погружной, маслонаполненный. Исполнение двигателя вертикальное, со свободным концом вала, направленным вверх.

Гидрозащита предохраняет его внутреннюю полость от попадания пластовой жидкости, а также компенсирует температурные изменения объема и расхода масла при работе двигателя. С помощью гидрозащиты осуществляется выравнивание двигателя с давлением в скважине на уровне его подвески.

Внутренняя полость двигателей заполнена специальным маслом диэлектрической прочности.

Установки обеспечивают подачу от 16 до 200 $м^3$/сут, давление 9 ÷ 12 МПа; КПД погружного агрегата составляет 38 ÷ 50 %; мощность электродвигателя 5.5, 22 и 32 кВт; масса погружного агрегата 341 ÷ 713 кг; частота вращения — 1500 $мин^{-1}$.

4.3. УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ДИАФРАГМЕННЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН5 предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121.7 мм.

Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальная массовая концентрация твердых частиц 0.2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель попутной воды pH=6.0 ÷ 8.5; максимальная концентрация сероводорода 0.001 % (0.01 г/л).

Основные показатели установок типа УЭДН5 в номинальном режиме при перекачивании электронасосом воды плотностью 1000 кг/м^3, температурой 45 °С при напряжении сети 350 В и частоте тока 50 Гц приведены в таблице 7. Погружной диафрагменный электронасос опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах (ГОСТ 633-80) условным диаметром 42, 48 или 60 мм.

Технические характеристики насосов типа УЭДН5

Таблица 7

Обозначение установки (типоразмер)	Значения по параметрам			Технич. и энергет. эффектив.		Ток, А, средний	Рекомендуемой рабочей части характеристики по	
	Подача, м^3/сут, не менее	Давле-ние МПа (кгс/см^2)	Мощ-ность, кВТ, не менее	КПД, %, не менее	Подпор, м, не более		давлению МПа (кгс/см^2)	подача, м^3/сут, соответственно
УЭДН5-4-1700	4	17 (170)	2.20	35	10	9	3 ÷ 17 (30÷170)	6 ÷ 4
УЭДН5-6,3-1300	6.3	13 (130)	2.45	38	10	9	3 ÷ 13 (30÷130)	8 ÷ 6.5
УЭДН5-8-1100	8	11 (110)	2.60	38	10	9,2	3 ÷ 11 (30÷130)	10 ÷ 8
УЭДН5-10-1000	10	10 (100)	2.80	40	10	9,5	3 ÷ 10 (30÷100)	11 ÷ 10
УЭДН5-12,5-800	12.5	8 (80)	2.85	40	15	9,6	3 ÷ 8 (30÷80)	14 ÷ 12
УЭДН5-16-650	16	6.5 (65)	2.85	40	20	9,6	3 ÷ 6.5 (30÷65)	17 ÷ 16

Примечания:

1. Значения показателей указаны при перекачивании воды плотностью 1000 кг/м^3 температурой 45 °С при напряжении сети 380 В и частоте тока в сети 50 Гц.
2. Эксплуатация при давлении на выходе насоса, превышающем номинальное значение, не допускается.

Изготовитель: Машиностроительный завод им. Сардарова, г. Баку.

Электронасос (рисунок 31 — насос и электродвигатель в одном корпусе) содержит асинхронный четырехполюсный электродвигатель, конический редуктор и плунжерный насос с эксцентриковым приводом и пружиной для возврата плунжера. Муфта кабеля соединяется с токовводом.

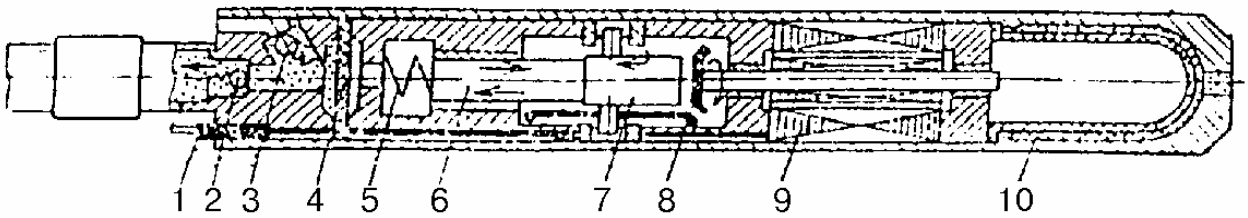


Рисунок 31 — Погружной диафрагменный электронасос

1 — токоввод; *2* — нагнетательный клапан; *3* — всасывающий клапан; *4* — диафрагма; *5* — пружина; *6* — плунжерный насос; *7* — эксцентриковый привод; *8* — конический редуктор; *9* — электродвигатель; *10* — компенсатор.

Установки обеспечивают подачу от 4 до 16 $м^3$, давление 6.5 ÷ 17 МПа, КПД 35 – 40 %, мощность электродвигателя 2.2 ÷ 2.85 кВт; частота вращения электродвигателя - 1500 $мин^{-1}$, масса от 1377 до 2715 кг.

4.4. АРМАТУРА УСТЬЕВАЯ

Для герметизации устья нефтяных скважин, эксплуатируемых погружными центробежными, винтовыми и диафрагменными электронасосами, применяют устьевую арматуру типа АУЭ-65/50-14 или устьевое оборудование типа ОУЭ-65/50-14. Арматура типа АУЭ-65/ 50-14 состоит из корпуса, трубной подвески, отборника давления с пробоотборником, угловых вентилей, перепускного клапана и быстросборного соединения (рисунок 32).

Техническая характеристика

Рабочее давление, МПа	14
Тип запорного устройства:	
ствола	Кран пробковый
боковых отводов	Вентиль угловой
Габариты, мм	3452x770x1220
Масса, кг	200

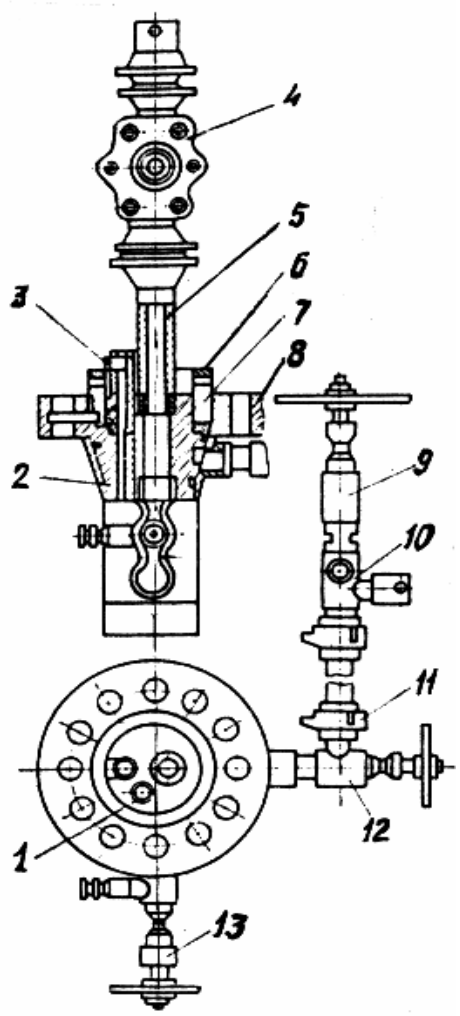


Рисунок 32 — Устьевая арматура типа АУЭ

1 — перепускной клапан; *2* — манжета; *3* — уплотнение кабеля; *4* — пробковый кран; *5* — патрубок; *6* — зажимная гайка; *7* — трубная подвеска; *8* — корпус; *9*, *12*, *13* — угловые вентили; *10* — отборник проб, *11* — быстросъемное соединение.

4.5. КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ТИПА КОС И КОС1

Комплексы предназначены для перекрытия ствола скважин при повышении забойного давления или динамического уровня жидкости в полуфонтанных скважинах, эксплуатируемых штанговыми и погружными электроцентробежными насосами. Комплексы обеспечивают проведение ремонтно-профилактических работ в скважине без предварительного глушения.

Комплекс КОС состоит из пакера ПД-ЯГ или 2ПД-ЯГ, разъединителя колонны типа ЗРК и клапана-отсекателя типа КАС с замком типа ЗНЦБ.

Комплекс КОС1 (рисунок 33) состоит из разбуриваемого пакера с хлопушечным обратным клапаном типа 1ПД-ЯГР и съемного клапана отсекателя сильфонного типа КАС1, устанавливаемого в пакер, гидравлического домкрата ДГ.

В состав комплексов входят также комплект инструментов, монтажных частей, стенд для зарядки и регулирования клапанов-отсекателей.

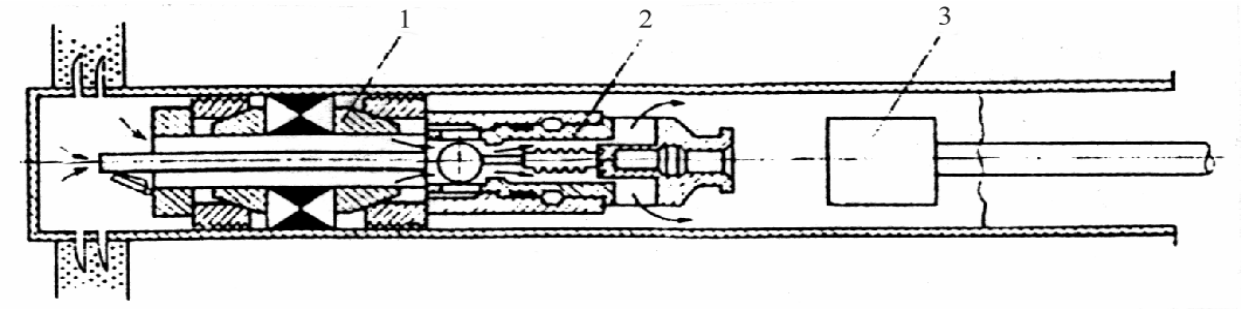


Рисунок 33 — Комплекс оборудования типа КОС1

1 — пакер типа 1ПД-ЯГР; *2* — клапан-отсекатель типа КАС1; *3* — центробежный электронасос

На рисунке 34 показан комплекс оборудования КОС в скважинах, эксплуатируемых скважинными и погружными насосами.

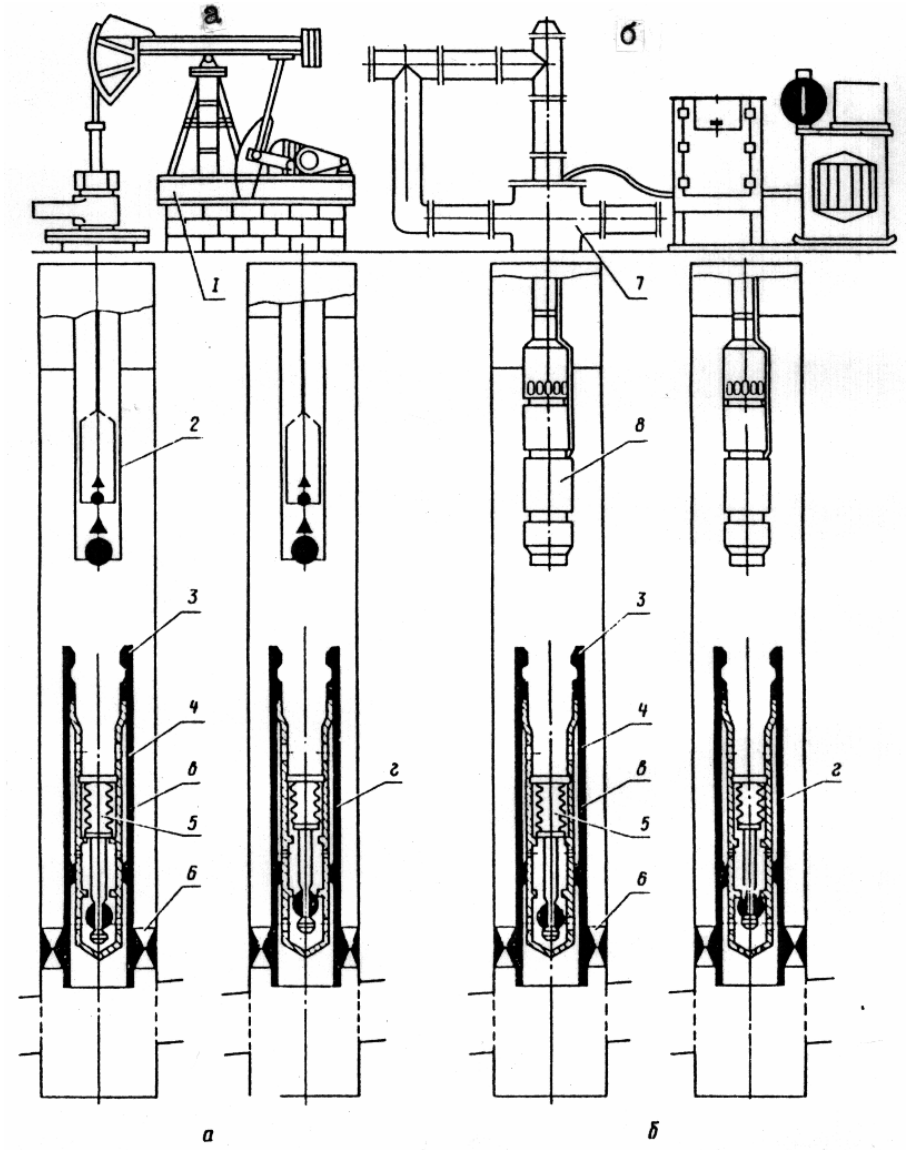


Рисунок 34 — Комплекс оборудования типа КОС

а — для скважин, эксплуатируемых скважинными штанговыми насосами; *б* — для скважин, эксплуатируемых центробежными электронасосами; *в* — клапан-отсекатель открыт; *г* — клапан-отсекатель закрыт; *1* — станок-качалка; *2* — скважинный штанговый насос; *3* — замок типа ЗНЦБ; *4* — разъединитель колонны типа ЗРК; *5* — клапан-отсекатель типа КАС; *6* — пакер 2ПД-ЯГ; *7* — оборудование устья скважины; *8* — центробежный скважинный электронасос.

В комплексе КОС установка пакера и клапана отсекателя производится насосно-компрессорными трубами, а КОС1 — с помощью канатной техники.

Техническая характеристика комплексов КОС

Рабочее давление, МПа	35
Условный диаметр эксплуатационной колонны, труб, мм	140, 146, 168
Наружный диаметр пакера, мм	118, 122, 136, 140, 145
Глубина установки клапана, м, не более	2500
Масса, кг	от 110 ÷ 129 до 252 ÷ 349

4.6. УСТАНОВКИ ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ (УГН)

Современные УГН позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 $м^3$/сут. при высоком содержании в скважинной продукции воды.

Установки гидропоршневых насосов — блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух - восьми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более $15 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ ($15 \cdot 10^{-2}$ Ст) с содержанием механических примесей не более 0.1 г/л, сероводорода не более 0.01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 °С.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

Климатическое исполнение — У и ХЛ, категория размещения наземного оборудования — 1, погружного — 5 (ГОСТ 15150-69).

Гидропоршневая насосная установка (рисунок 35) состоит из поршневого гидравлического двигателя и насоса *13*, устанавливаемого в нижней части труб *10*, силового насоса *4*, расположенного на поверхности, емкости *2* для отстоя жидкости и сепаратора *6* для её очистки. Насос *13*, сбрасываемый в трубы *10*, садится в седло *14*, где уплотняется в посадочном конусе *15* под воздействием струй рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб *10*. Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя, и поэтому он совершает вертикальные возвратно-поступательные движения.

Нефть из скважин всасывается через обратный клапан *16*, направляется в кольцевое пространство между внутренним *10* и наружным *11* рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть), т.е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость.

При необходимости подъема насоса изменяют направление нагнетания рабочей жидкости — её подают в кольцевое пространство. Различают гидропоршневые насосы одинарного и двойного действия, с раздельным и совместным движением добываемой жидкости и рабочей и т.д.

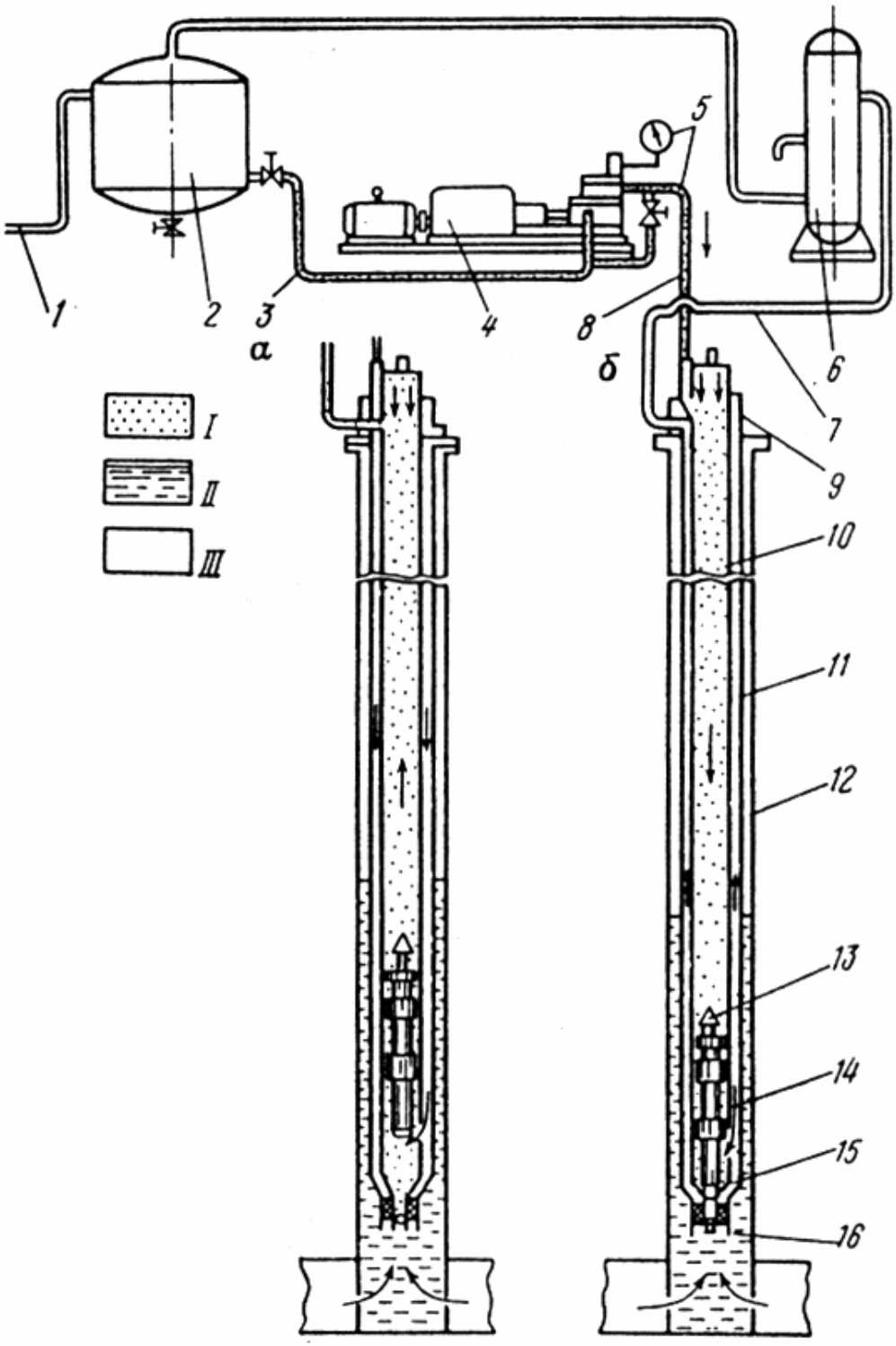


Рисунок 35 — Схема компоновки оборудования гидропоршневой насосной установки

а — подъем насоса; *б* — работа насоса; *1* — трубопровод; *2* — емкость для рабочей жидкости; *3* — всасывающий трубопровод; *4* — силовой насос; *5* — манометр; *6* — сепаратор; *7* — выкидная линия; *8* — напорный трубопровод; *9* — оборудование устья скважины; *10* — 63 мм трубы; *11* — 102 мм трубы; *12* — обсадная колонна; *13* — гидропоршневой насос (сбрасываемый); *14* — седло гидропоршневого насоса; *15* — конус посадочный; *16* — обратный клапан; *I* — рабочая жидкость; *II* — добываемая жидкость; *III* — смесь отработанной и добытой жидкости.

В настоящее время выпускаются установки:

УГН25-150-25,

УГН40-250-20,

УГН100-200-18,

УГН160-380-15.

Обозначения: УГН — установка гидропоршневых насосов; цифры после УГН — подача одного гидропоршневого насосного агрегата ($м^3$/сут.); цифры после первого тире — суммарная подача установки ($м^3$/сут.); цифры после второго тире — давление нагнетания агрегата (МПа); в конце указывается ТУ. Пример: УГН 160-380-15 ТУ 26-16-233-88. Суммарная мощность установок 185 ÷ 270 кВт; КПД 45 ÷ 47 %; масса не более 50000 кг.

4.7. СТРУЙНЫЕ НАСОСЫ

Струйно-насосная установка представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование — струйный насос с посадочным узлом (рисунок 36).

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается к КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

Струйный насос (рисунок 37) приводится в действие под влиянием напора рабочей жидкости (лучше нефти или воды), нагнетаемой в НКТ *1*, соединенные с соплом *2*. При прохождении узкого сечения сопла струя перед диффузором *4* приобретает большую скорость и поэтому в каналах *3* снижается давление. Эти каналы соединены через полость насоса *5* с подпакерным пространством 6 и пластом, откуда пластовая жидкость всасывается в насос и смешивается в камере смешения с рабочей. Смесь жидкостей далее движется по кольцевому пространству насоса и поднимается на поверхность по межтрубному пространству (насос спускают на двух концентрических рядах труб) под давлением нагнетаемой в НКТ рабочей жидкости. Насос может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в сложнейших условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т.д.).

По данным НИПИ Гипроморнефтегаз срок службы струйного насоса в абразивной среде не менее 8 месяцев, теоретический отбор жидкости до 4000 $м^3$/сут. максимальная глубина спуска — 5000 м, масса погружного насоса 10 кг.

В 1971 г. Крецом В.Г. были обоснованы и предложены схемы струйных установок для целей испытания, освоения и эксплуатации нефтяных скважин (НИИ ВН при ТПУ). Тогда внедрены были струйные установки для откачки питьевой воды из скважин (разработанные под руководством В.С. Арбит и С.Я. Рябчикова).

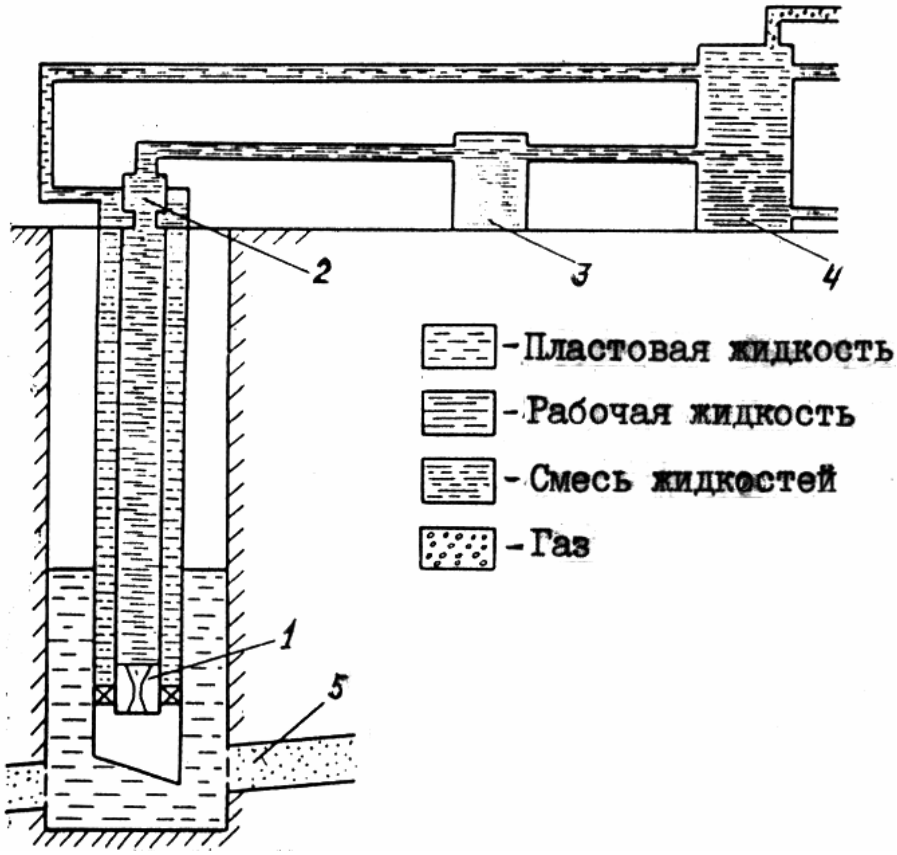


Рисунок 36 — Струйно-насосная установка

1 — струйный насос; *2* — ловитель; *3* — силовой насос; *4* — сепаратор; *5* — продуктивный пласт

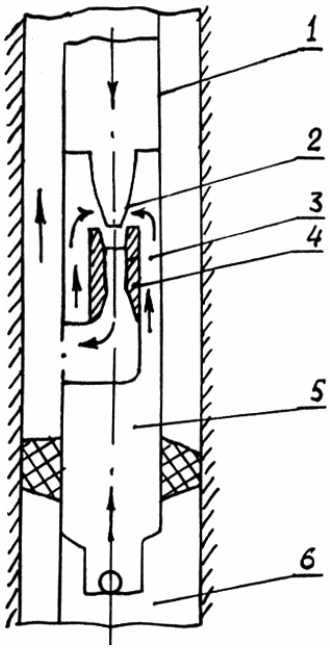


Рисунок 37 — Схема струйного насоса

1 — насосно-компрессорные трубы; *2* — сопло; *3* — каналы; *4* — диффузор; *5* — входная часть насоса; *6* — подпакерное пространство.

5. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Системы газлифтной добычи зависят от источника рабочего агента:

а) используется отделенный от скважинной продукции газ (необходимы подготовка газа и его сжатие);

б) при наличии внешнего источника, таких как газовый пласт, газопровод, газоперерабатывающий завод следует использовать бескомпрессорную газлифтную систему (отличается простотой);

в) применение системы эрлифта с использованием воздуха в качестве рабочего агента.

Газлифтный способ добычи нефти, при котором жидкость поднимается из забоя за счет энергии газа, нагнетаемого с устья, позволяет эксплуатировать скважины, продукция которых содержит большое количество газа и песка, а также скважины с высокой обводненностью продукции, значительно искривленным стволом, низким динамическим уровнем и плохими коллекторскими свойствами пласта.

Существует две основные разновидности газлифта — периодический и непрерывный. При этом газ может подаваться в скважину по кольцевому пространству (кольцевая система) или по НКТ (центральная система).

Ниже приводится описание оборудования схемы закрытой установки типа ЛН (непрерывного газлифта кольцевой системы).

Газлифтная установка ЛН (рисунок 38) предназначена для добычи газлифтным способом из условно-вертикальных и наклонно-направленных скважин. Рабочая среда —нефть, газ, пластовая вода с содержанием CO_2 до 1 % и механических примесей до 0.1 г/л.

Оборудование предусматривает возможность перевода скважин с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный без подъема скважинного оборудования.

Установка включает в себя скважинные камеры КТ1, газлифтные клапаны 2Г или 5Г, пакер 2ПД-ЯГ с гидравлическим управлением, ниппель, глухую и циркуляционную пробки.

В период фонтанирования скважины в карман скважинных камер устанавливаются пробки. При переводе скважины на газлифтный способ эксплуатации пробки заменяются газлифтными клапанами.

После спуска скважинного оборудования, монтажа фонтанной арматуры и посадки пакера, а также замены глухих пробок на газлифтные клапаны в затрубное пространство скважины через отвод трубной головки нагнетается газ. Под давлением нагнетаемого газа и гидростатического столба жидкости в скважине все газлифтные клапаны открываются и жидкость перетекает из затрубного пространства в подъемные трубы.

Так как давление закрытия первого верхнего клапана меньше давления открытия второго клапана, первый клапан закрывается. Нагнетаемый газ начинает поступать в подъемные трубы через второй клапан. Столб жидкости выше второго клапана аэрируется и выносится на поверхность. Давление в подъемных трубах на глубине расположения второго клапана уменьшается, что приводит к дальнейшему перетоку жидкости из затрубного пространства в подъемные трубы через последующие клапаны. Уровень жидкости в затрубном пространстве понижается и достигает третьего клапана. Нагнетаемый газ начинает поступать в подъемные трубы через третий клапан. Уровень жидкости в затрубном пространстве продолжает понижаться и в момент обнажения третьего клапана закрывает второй.

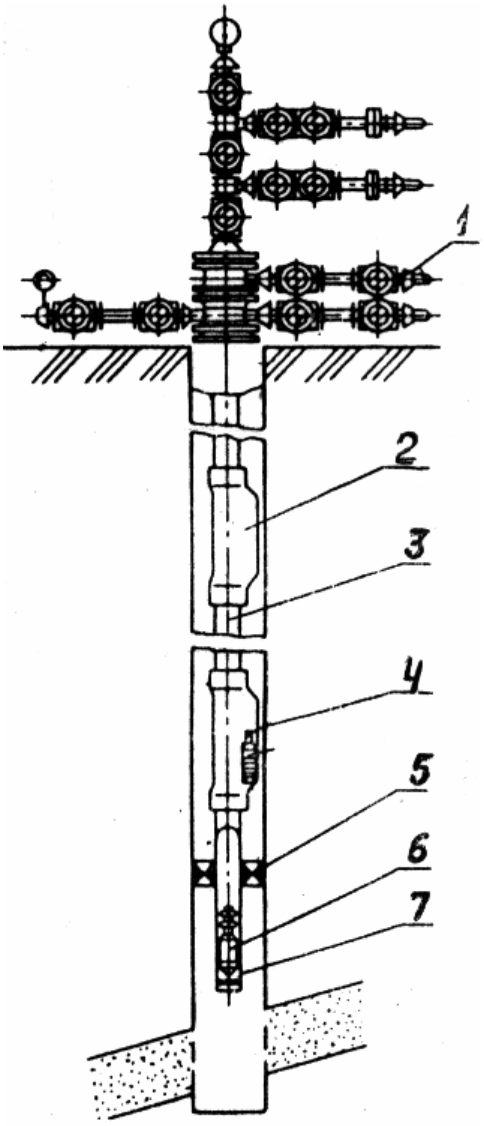


Рисунок 38 — Газлифтная установка ЛН

1 — фонтанная арматура; *2* — скважинная камера; *3* — колонна насосно-компрессорных труб; *4* — газлифтный клапан; *5* — пакер; *6* — приемный клапан; *7* — ниппель приемного клапана.

Техническая характеристика

Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146, 168
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм	60, 73, 89
Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	21 (210), 35 (350)
Максимальная глубина спуска скважинного оборудования	2500, 5000
Температура рабочей среды, К	373 — 393
Угол отклонения ствола скважины от вертикальных, град	55
Габаритные размеры, мм	
длина	15135 ÷ 15285
диаметр	118 ÷ 145
Масса, кг	309 ÷ 496

Работа скважины на заданном технологическом режиме осуществляется через нижний клапан.

Наиболее широко применяются газлифтные установки ЛН рассчитаны на рабочее давление 21 и 35 МПа, максимальную глубину спуска скважинного оборудования — 5000 м, температуру скважинной среды до 120 °С и имеют массу от 185 до 585 кг.

Периодический газлифт осуществляется путем прерывной подачи агента в скважину, т.е. циклами.

Для повышения эффективности периодического газлифта может применяться плунжер — своеобразный поршень, движущийся в трубах одноразмерной колонны с минимальным зазором 1.5 ÷ 2.0 мм, чтобы уменьшить величину отекания жидкости по стенкам труб и отделяющий поднимаемый столб жидкости от газа. При ударе о верхний амортизатор, расположенный в плунжере, клапан автоматически открывается, плунжер падает вниз, а при ударе о нижний амортизатор происходит закрытие клапана и плунжер готов к следующему циклу. Плунжерный лифт может работать также с периодической подкачкой газа в затрубное пространство.

Плунжерный лифт можно использовать также при непрерывном газлифте и фонтанной эксплуатации скважины.

В других установках, например, при эксплуатации скважин гидропакерным автоматическим поршнем, последний не имеет проходного отверстия и после перемещения к устью скважины нагнетательным газом падает вниз после прекращения подачи газа. Зазор между поршнем и колонной НКТ — 2.5 ÷ 4 мм. Дебит скважин — 1 ÷ 20 т/сут.

В настоящее время распространение установок периодического газлифта невелико.

6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖНОЙ

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов

Схема ОРЭ пластов по назначению классифицируется на три группы:

1) ОРЭ пластов;
2) одновременно-раздельная закачка рабочей жидкости;
3) ОРЭ пласта и закачки рабочего агента.

Раздельно эксплуатируют пласты способами:

- оба пласта фонтанным (фонтан-фонтан);
- один пласт фонтанными, а другой — механизированным (фонтан-насос, причем это означает, что нижний пласт эксплуатируется фонтаном);
- оба пласта механизированным (насос-насос).

В зависимости от условий применения каждой метод ОРЭ может быть осуществлен в нескольких вариантах.

Оборудование для ОРЭ пластов состоит из наземных и внутрискважинных узлов. Наземные узлы оборудования, также как фонтанная арматура, насосные установки и др. предназначены для герметизации устья скважин, передачи движения и обеспечения регулирования режимных параметров.

Подземные узлы обеспечивают герметизацию пластов, отбор (или закачку) заданного объема жидкости и его подъем на поверхность.

Серийно выпускаемое оборудование, обязательный элемент которого - пакер, обеспечивает возможность эксплуатации пластов по одной колонне труб.

Для скважин с добычей нефти по схеме фонтан-фонтан известны установки двух типов: с двумя параллельно расположенными рядами насосно-компрессорных труб типа УФ2П (УФЭ, УФП, УФП2) и с концентрически расположенными рядами НКТ — установка УВЛГ, применяемая также для внутрискважинной газлифтной эксплуатации.

Установки типа УФ2П (рисунок 39) предназначены для эксплуатации колонн диаметрами 116 и 168 мм с допустимыми сочетаниями условных диаметров НКТ первого и второго рядов 48х48, 60х60, 73х48 мм.

Для раздельной эксплуатации двух пластов по схеме фонтан-насос и насос-фонтан выпускаются установки с использованием штангового скважинного насоса и погружного центробежного насоса. В установках штангового типа одна из параллельно спущенных колонн НКТ берется большого диаметра, допускающего спуск вставного насоса. Для того чтобы во время спуска или подъема колонны НКТ не происходило зацепления муфт, над ними устанавливаются конические кольца. Схема с применением погружного центробежного насоса представляет более сложную конструкцию подземного оборудования.

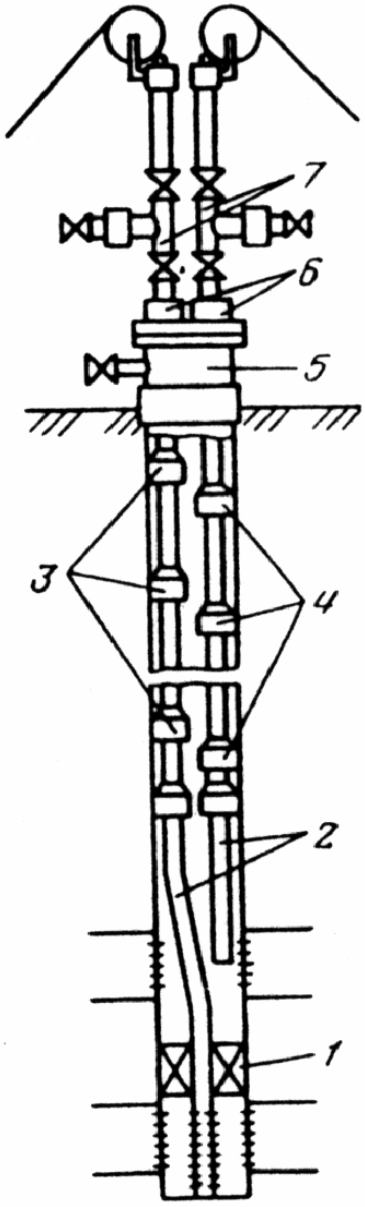


Рисунок 39 — Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме фонтан-фонтан *1* — пакер; *2* — насосно-компрессорные трубы; *3*, *4* — малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытие соответственно для первого и второго рядов труб; *5* — тройник фонтанной арматуры (для сообщения с затрубным пространством); *6* — двухрядный сальник; *7* — тройники для направления продукции в
выкидные линии.

Для раздельной эксплуатации двух пластов, по схеме насос-насос используются штанговые установки типа УГР на месторождениях с низким газовым фактором нижнего пласта, УНР — с резко отличающимися давлениями пластов и УГРП — с раздельной транспортировкой продукции каждого пласта.

Установка УТР (рисунок 40) состоит из наземного и подземного оборудования.

Наземное оборудование включает в себя оборудование устья и станок-качалку, применяемые при обычной добыче нефти скважинными штанговыми насосами из одного пласта. Подземное оборудование выпускается в невставном (рисунок 40, *а*) и вставном (рисунок 40, *б*) исполнениях и включает в себя разобщающий пакер, нижний насос обычного типа ПНСВ1 с замковой опорой или НСН2. Насос для эксплуатации верхнего пласта - специальный, имеющий неподвижный плунжер и подвижный цилиндр.

Работа верхнего и нижнего насосов синхронна. Возвратно-поступательное движение от станка-качалки передается через колонну насосных штанг цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу — нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса. Жидкость, подаваемая нижним насосом, проходит через продольный канал в посадочном конусе верхнего насоса и попадает в подъемные трубы над верхним насосом. Жидкость, откачиваемая верхним насосом, через полый шток, всасывающий и нагнетающий клапаны, поступает в колонну подъемных труб, где смешивается с жидкостью из нижнего пласта.

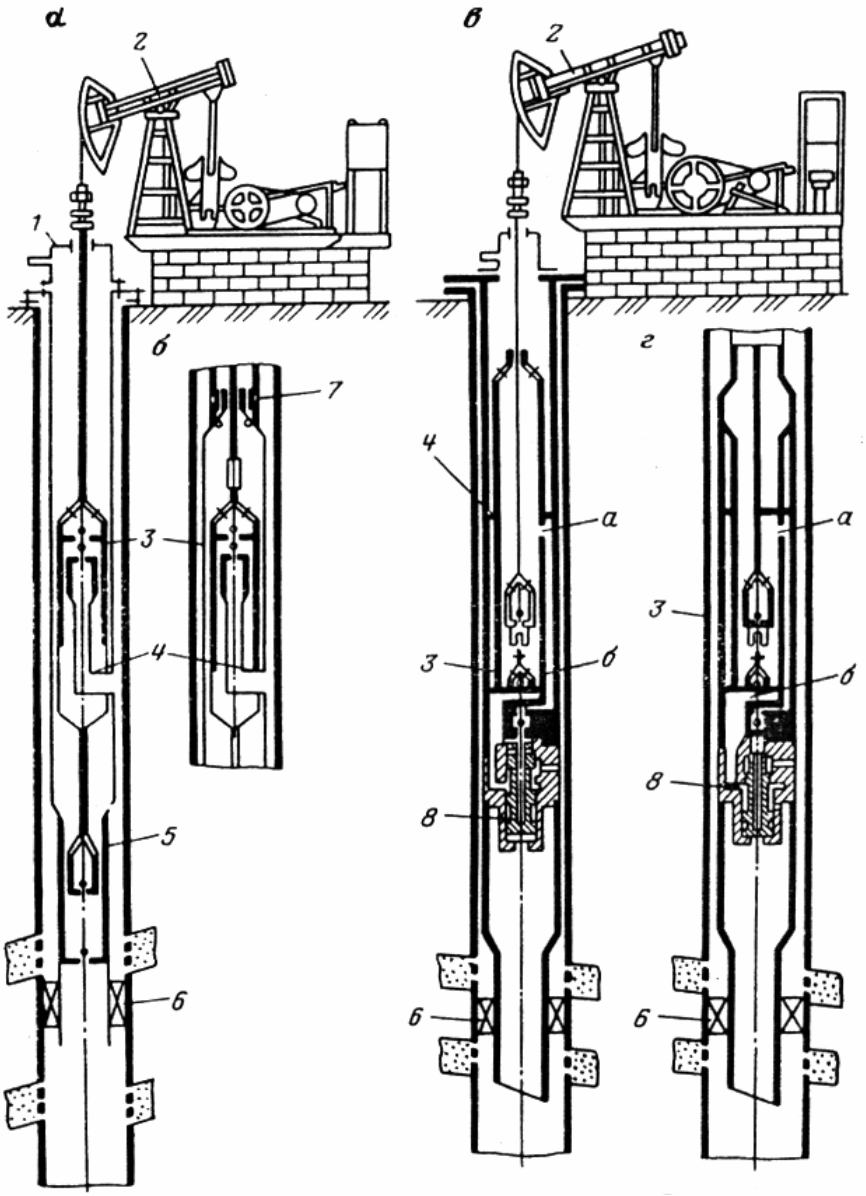


Рисунок 40 — Установки для ОРЭ двух пластов скважинами, оборудованными штанговыми скважинными насосами

а — УТР невставного исполнения; *б* — УТР вставного исполнения; *в* — 1УНР вставного исполнения; *г* — 1УНР невставного исполнения; *1* — оборудование устья; *2* — станок-качалка; *3* — верхний насос; *4* — опора; *5* — нижний насос; *6* — пакер; *7* — автосцеп; *8* — автоматический переключатель пластов.

Установки с использованием насосов типа НСН2 более производительны.

В установке типа 1УНР (рисунок 40, *г*) при ходе плунжера вверх происходит заполнение цилиндра насоса сначала жидкостью пласта с меньшим давлением, а затем (после прохождения плунжером отверстия на боковой поверхности цилиндра) — жидкостью пласта с высоким давлением.

При ходе плунжера вниз жидкость обоих пластов нагнетается в НКТ. Поступление жидкости из верхнего и нижнего пластов, разобщенных пакером, на прием насоса через канал «б» (рисунок 40, *в*, *г*) и на боковой поверхности через отверстие «а» регулируется с помощью переключателя пластов.

Установки УВКС-2Р, УВГК-2Р и УВК-2СР служат для одновременного раздельного нагнетания в пласты морской, речной, сточной и пластовых вод.

Несмотря на существенные достоинства ОРЭ широкого распространения не имеют.

7. ВИНТОВЫЕ ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ С ПРИВОДОМ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

На рисунке 41 показана схема винтового насоса «фирмы «Гриффин». На устье скважины находится двигатель (газовый, электрический, гидравлический), который через редуктор вращает штанговую колонну и ротор винтового насоса по часовой стрелке.

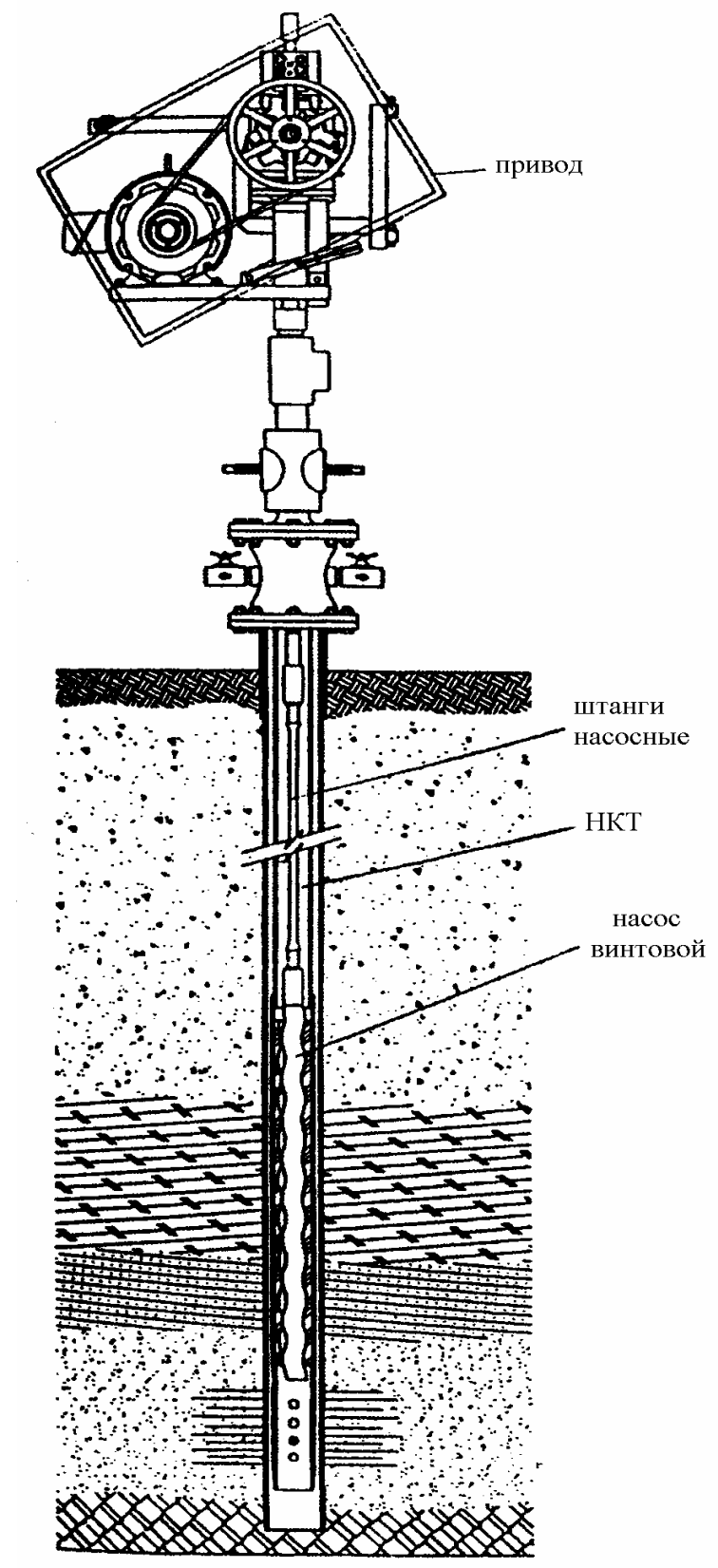


Рисунок 41 — Схема винтового насоса фирмы «Гриффин»

Винтовые насосы перспективны для применения при работе на нефтяных месторождениях.

Условия применения:

Производительность	до 185 $м^3$/сут
Глубина подачи	до 1830 м
Удельная плотность нефти	не ниже 0.82
Содержание воды	любое
Содержание песка	любое
Забойная температура	не выше 107 ˚С

8. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

8.1.ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Все работы по вводу скважин в эксплуатацию связаны со спуском в них оборудования: НКТ, глубинных насосов, насосных штанг и т.п.

В процессе эксплуатации скважин фонтанным, компрессорным или насосным способом нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении подачи жидкости. Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ, спущенных в скважину, трубами другого диаметра, УЭЦН, УШСН, ликвидация обрыва штанг, замена скважинного устьевого оборудования и т.п. Все эти работы относятся к подземному (текущему) ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по подземному ремонту.

Более сложные работы, связанные с ликвидацией аварии с обсадной колонной (слом, смятие), с изоляцией появившейся в скважине воды, переходом на другой продуктивный горизонт, ловлей оборвавшихся труб, кабеля, тартального каната или какого-либо инструмента, относятся к категории капитального ремонта.

Работы по капитальному ремонту скважин выполняют специальные бригады. Задачей промысловых работников, в том числе и работников подземного ремонта скважин, является сокращение сроков подземного ремонта, максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин.

Под межремонтным периодом работы скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважин от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами.

Коэффициент эксплуатации скважин — отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год. Коэффициент эксплуатации всегда меньше 1 и в среднем по нефте- и газодобывающим предприятиям составляет 0.94 ÷ 0.98, т.е. от 2 до 6 % общего времени приходится на ремонтные работы в скважинах.

Текущий ремонт делает предприятие по добыче нефти и газа. Организация вахтовая — 3 человека: оператор с помощником у устья и тракторист-шофер на лебедке.

Капитальный ремонт выполняют конторы капитального ремонта, входящие в НГДУ.

8.2. УСТАНОВКИ И АГРЕГАТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

При подземном ремонте глубоких скважин применяют эксплуатационные вышки и мачты, стационарные или передвижные, предназначенные для подвески талевой системы, поддержания на весу колонны труб или штанг при ремонтных работах, проводимых на скважине.

Стационарные вышки и мачты используются крайне нерационально, т.к. ремонтные работы на каждой скважине проводятся всего лишь несколько дней в году, всё остальное время эти сооружения

находятся в бездействии. Поэтому целесообразно использовать при подземном ремонте подъемники, несущие собственные мачты. Транспортной базой их служат тракторы и автомобили.

8.3.ПОДЪЕМНИКИ И ПОДЪЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ

Подъемник — механическая лебедка, монтируемая на тракторе, автомашине или отдельной раме. В первом случае привод лебедки осуществляется от тягового двигателя трактора, автомашин, в остальных от самостоятельного двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя.

Агрегат — в отличие от подъемника оснащен вышкой и механизмом для ее подъема и опускания.

Широко применяются тракторные подъемники «АзИНмаш-43П», АПТ-8, агрегаты «АзИНмаш-43А, «Бакинец-3М», А50У, УПТ, «АзИНмаш-37» и др.

Тракторный подъемник АзИНмаш-43П — предназначен для проведения подземного ремонта скважин, оборудованных подъемными сооружениями. Подъемник представляет собой самоходную механизированную лебедку, смонтированную на гусеничном болотоходном тракторе Т-100МЗБГС или обычный Т-100МЗ.

Управление основными исполнительными механизмами подъемника — электропневматическое; управление тормозом лебедки — ручное механическое, сдублированное ножным пневматическим; управление остальными механизмами — механическое.

Для обеспечения воздухом пневмосистемы подъемника под капотом двигателя установлен автомобильный компрессор, имеющий привод от шкива вентилятора двигателя.

Масса агрегата 18.2 т, глубина обслуживаемых скважин от 1500 м до 6400 м (при НКТ от 114 до 48 мм).

Подъемная лебедка ЛПТ-8 (Рисунок 42).

Монтажной базой этого подъемника является гусеничный трактор Т130МЗ, обеспечивающий ремонт скважин глубиной до 2500 м.

Основными узлами подъемной лебедки являются: трансмиссия, электропневматическая лебедка, пневматическая система управления, приводы ротора, упорные домкраты и безопасная катушка.

Лебедка — однобарабанная. Все узлы и механизмы лебедочного блока - барабанный вал в сборе, трансмиссионный вал, тормозная система, храповое устройство, ограничитель подъема талевого блока, кожухи и ограждения собраны в цельносварной станине коробчатого типа. Включение барабана осуществляется посредством фрикционной муфты, собранной внутри тормозной шайбы, прикрепленной к ребордам барабана.

На правом конце барабанного вала походу установлена безопасная шпилевая катушка, на левом — цепное колесо привода ротора.

Для длительного удержания колонны труб или штанг на весу в лебедке, предусмотрено храповое устройство.

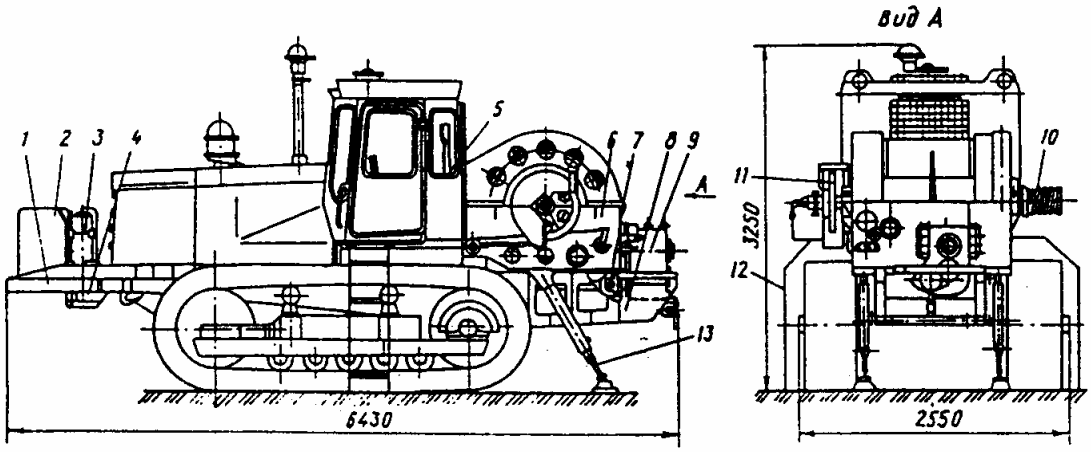


Рисунок 42 — Подъемная лебедка ЛПТ-8

1 — рама; *2* — топливный бак; *3* — воздушные баллоны; *4* — компрессор; *5* — пульт управления; *6* — лебедка; *7* — карданный вал; *8* — консольная рама; *9* — коробка передач; *10* — безопасная катушка; *11* — механизм привода ротора; *12* — съемная приставная лестница; *13* — откидной винтовой упор.

Пневмосистема подъемника предназначена для управления фрикционной муфтой привода тормозной системы лебедочного блока при ножном управлении или срабатывании ограничителя подъема талевого блока.

Пневмосистемы питаются от двухцилиндрового одноступенчатого компрессора, привод которого осуществляется от двигателя трактора посредством карданного вала и ременной передачи.

Универсальный винтовой ограничитель подъема талевого блока приводится от барабана цепной передачей. Привод навесного оборудования подъемника осуществляется от тягового двигателя трактора через коробку отбора мощности КОМ-ЧТЗ, карданный вал и коробку передач КП-100.

Техническая характеристика лебедки ЛПТ-8

Таблица 8

Вкл. передача	Частота вращ. барабана *n*, мин⁻¹	Скор-ть набегания каната на барабан, м/с	Тяговое усилие на ходовом конце каната, кН	Оснастка талевой системы			
				2×3 (четырех струнная)		3×4 (шестиструнная)	
				Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъем-ность на крюке, т
Прямая							
1	44.6	1.13	84.0	0.28	32.3	0.19	47.5
2	75.8	1.92	49.4	0.48	18.8	0.32	27.6
3	124.2	3.15	30.1	0.81	11.5	0.54	16.8
4	211.0	5.35	17.7	1.34	6.7	0.89	9.9
Обратная							
1	75.8	1.92	—	0.43	—	0.29	—
2	211.0	5.35	—	1.20	—	1.80	—

Техническая характеристика:

Тяговое усилие на втором ряде намотки каната диаметром 22.5 мм на барабане, кН	84
Лебедка	однобарабанная
Емкость барабана при намотке, м:	
каната диаметром 13 мм	2300
каната диаметром 15 мм	2000
Управление тормозом	ручное, механическое и ножное пневматическое
Электрооборудование:	
напряжение, В	12
питание основное	от генератора трактора через аккумуляторную батарею
дублирующее	от промысловлой сети через выпрямительное устройство
Габариты, мм	6430×2550×3087
Масса полного комплекта, кг	18600
Удельное давление на грунт, МПа	0.076

К подъемным установкам типа УПТ относятся: УПТ-32, УПТ1-50, УПТ1-50Б, предназначенные для спуско-подъемных операций в процессе текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.

Техническая характеристика подъемных установок типа УПТ

Таблица 9

Показатели	УПТ-32	УПТ1-50	УПТ1-50Б
Монтажная база трактора, тип	Т-130МГ	Т-130МГ	Т-130МБГ
Глубина обслуживания, м	2400	3500	3500
Максимальная длина поднимаемой трубы, м	12.5	12.5	12.5
Мощность привода, кВт	—	88	88

Установки самоходные, смонтированные на гусеничных тракторах. Состоят из следующих основных узлов: однобарабанной лебедки, установленной на специальном основании под оборудование, вышки с талевой системой, задней и передней опор вышки, кабины водителя.

Установки укомплектованы механизмами для свинчивания-развинчивания труб; оснащены устройством противозатаскивания крюкоблока и взрывобезопасной системой освещения рабочей площадки на устье скважины и пути движения крюкоблока.

В отличие от УПТ-32, установки УПТ 1-50-и УПТ-50В снабжены узлом привода ротора, а также укомплектованы гидрораскрепителем.

Привод лебёдки и других механизмов УПТ-32 — от двигателя трактора; подъем вышки и механизма для свинчивания-развинчивания труб — гидравлический; включение фрикционных муфт — пневматическое.

Привод исполнительных узлов и механизмов УПТ1-50 (рисунок 43) и УПТ1-50Б — от двигателя трактора; лебедки и ротора — через трансмиссию; подъем вышки, привод гидрораскрепителя и механизм для свинчивания-развинчивания труб гидравлические; включение фрикционных муфт — пневматическое.

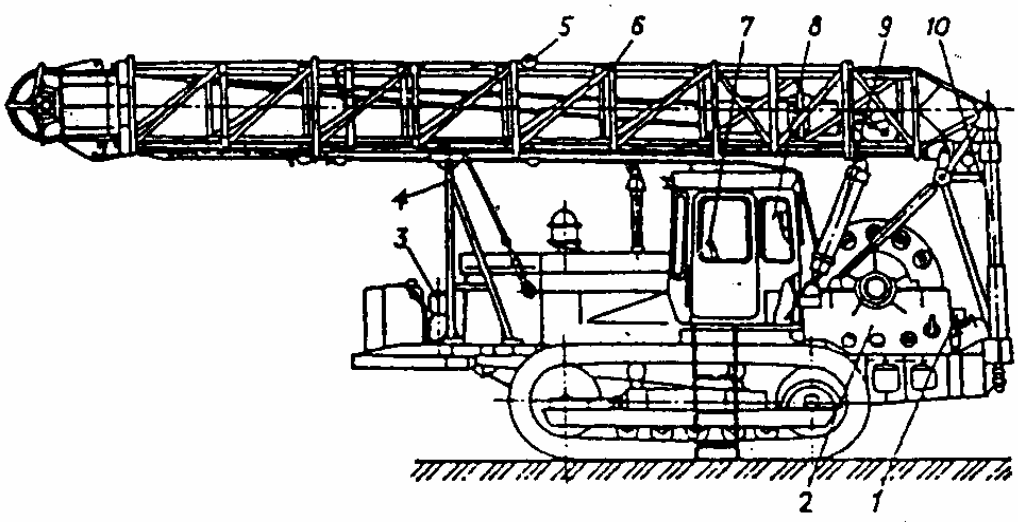


Рисунок 43 — Подъемная установка УПТ1-50

1 — коробка передач; *2* — однобарабанная лебедка; *3* — компрессор воздуха; *4* — передняя опора вышки; *5* — фара; *6* — вышка с талевой системой; *7* — управление; *8* — кабина машиниста; *9* — гидродомкрат; *10* — задняя опора вышки.

Подъемные установки типа АзИНмаш-37 (рисунок 44) предназначены для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышечными сооружениями.

Подъемные установки этого типа подразделяются — на АзИНмаш-37А, АзИНмаш-37А1, АзИНмаш-37Б, смонтированные на базе автомобилей повышенной проходимости КрАЗ-255Б и КрАЗ-260.

Подъемные установки АзИНмаш-37А и АзИНмаш1-37А1 комплектуются автоматами АПР для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и автоматическим ключом типа КШЭ с электроприводом для свинчивания насосных штанг.

Подъемные установки оснащены ограничителем подъема крюкоблока, системой звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительными приборами работы двигателя и пневмосистемы, а также другими системами блокировки, обеспечивающими безопасность ведения работ при монтаже установки вблизи скважины и спуско-подъемных операциях.

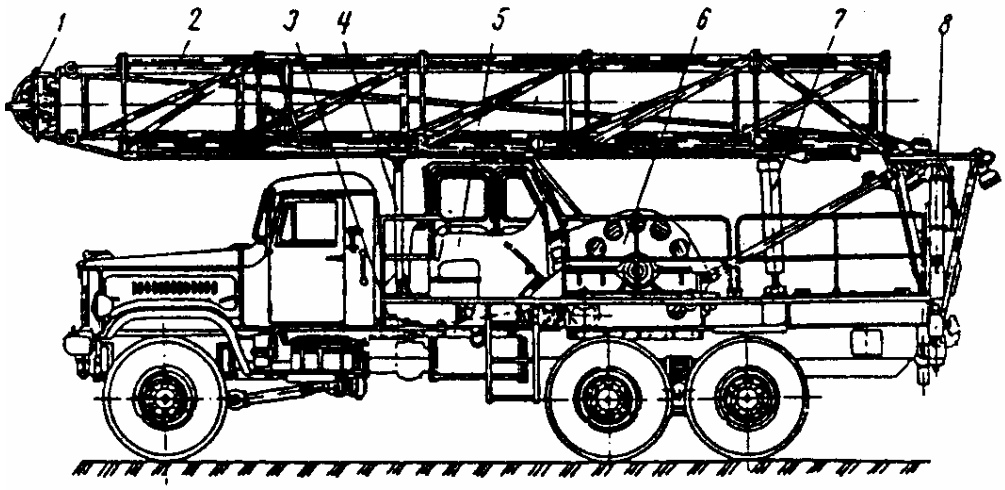


Рисунок 44 — Подъемная установка АзИНмаш-37

1 — талевая система; *2* — вышка; *3* — силовая передача; *4* — передняя опора; *5* — кабина оператора; *6* — лебедка; *7* — гидроцилиндр подъема вышки; *8* — задняя опора.

Управление всеми механизмами установки при спуско-подъемных операциях осуществляется из трехместной отапливаемой кабины оператора, расположенной между лебедкой и кабиной автомобиля. Управление установкой вышки, в рабочее и транспортное положения, осуществляется дистанционно — с ручного выносного пульта.

Техническая характеристика установок типа АзИНмаш-37

Таблица 10

Показатели	АзИНмаш-37А	АзИНмаш-37А1	АзИНмаш-37Б
Монтажная база	КрАЗ-255Б	КрАЗ-260	КрАЗ-260
Грузоподъемность, т	32	32	32
Вышка:			
Высота от земли до оси кронблока, м	18	18	18
Допустимая длина поднимаемой трубы, м	12.5	12.5	12.5
Габариты установки (в транспортном положении), мм	10050×2750×4300	10320×2750×4300	10470×2750×4300
Масса установки, кг	19600	21135	20630

Подъемная установка АзИНмаш-37Б в отличие от АзИНмаш-37А и АзИНмаш-37А1 оснащена спайдером СГ-32 и манипулятором МТ-3 с гидравлическим дистанционным управлением для свинчивания и развинчивания НКТ.

Установки АзИНмаш-37А1 и АзИНмаш-37Б смонтированы на шасси автомобиля КрАЗ-260 с относительно повышенной грузоподъемностью и мощностью двигателя и обладают высокими скоростями подъема крюка.

Лебедка с приводом от двигателя автомобиля оснащена однодисковой фрикционной муфтой.

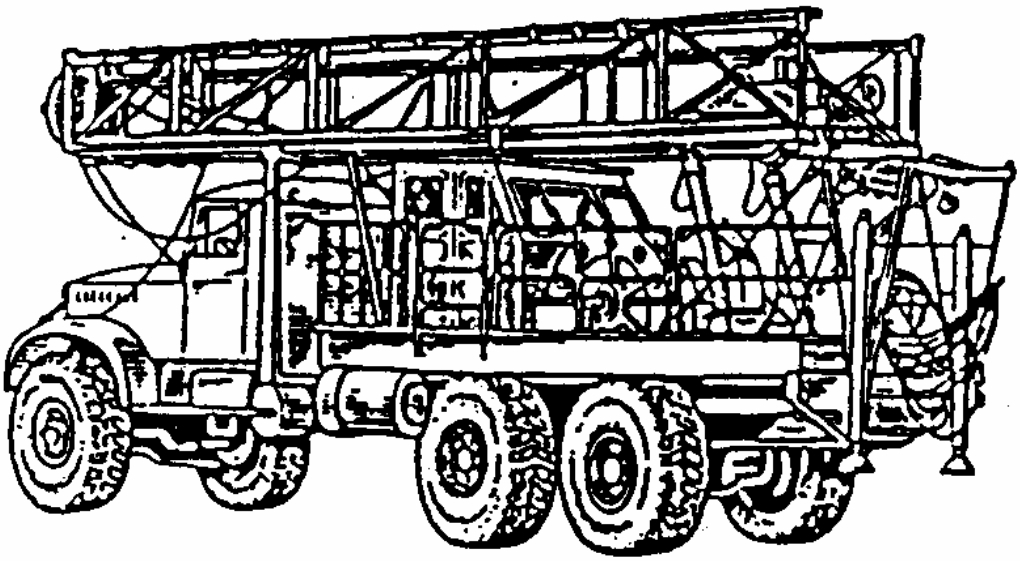


Рисунок 45 — Агрегат подъемный АПРС-32

Агрегаты подъёмные АПРС-32 (рисунок 45) (АПРС-32-01, .АПРС-32-02) предназначены:

- для производства спуско-подъемных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями;
- для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и глубинно-насосных штанг;
- для производства тартальных работ;
- для чистки песчаных пробок желонкой;
- для возбуждения скважин поршневанием (свабированием).

Техническая характеристика:	АПРС-32	АПРС-32-01	АПРС-32-02
Монтажная база	шасси КрАЗ-255	шасси КрАЗ-260	УраЛ-4320
Грузоподъемность на крюке, т		32	
Высота подъема крюка, м		14	

Работоспособность агрегата обеспечивается в районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-40 (рисунок 46) предназначен для производства спуско-подъемных операций при ремонте скважин, необорудованных вышечными сооружениями, для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием). Кроме того, с его помощью промывочным агрегатом и ротором с индивидуальным приводом можно проводить промывку скважин и разбурибание песчаных пробок.

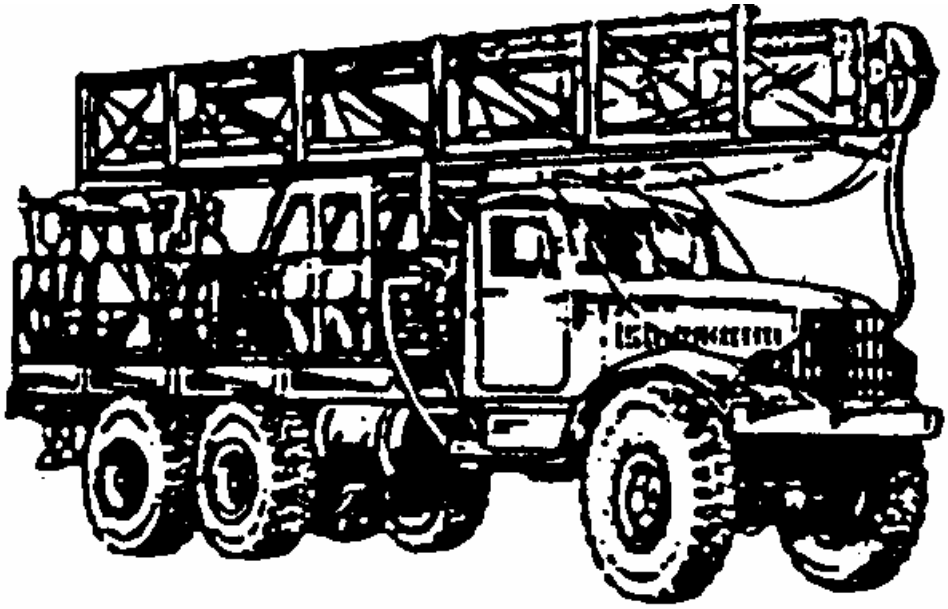


Рисунок 46 — Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС-40

Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трехосного автомобиля высокой проходимости УРАЛ-4320 или КрАЗ-260, и состоит из однобарабанной лебедки и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой.

Вышка агрегата имеет повышенную прочность, изготовляется из низколегированной морозостойкой стали.

Кабина машиниста имеет улучшенную теплоизоляцию.

Основные технические данные:

Монтажная база	шасси автомобиля Урал-4320 или КрАЗ-260
Максимальная грузоподъемность на крюке, т	40
Высота подъема крюка, м	14
Лебедка	однобарабанная с приводом от коробки передач шасси
Вышка	телескопическая двухсекционная с открытой передней гранью

Агрегат для освоения и ремонта скважин А-50М (рисунок 46) предназначен для:

- разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 5 - 6 дюймов и связанных с этим процессом операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъема насосно-компрессорных труб;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварии;
- проведения буровых работ.

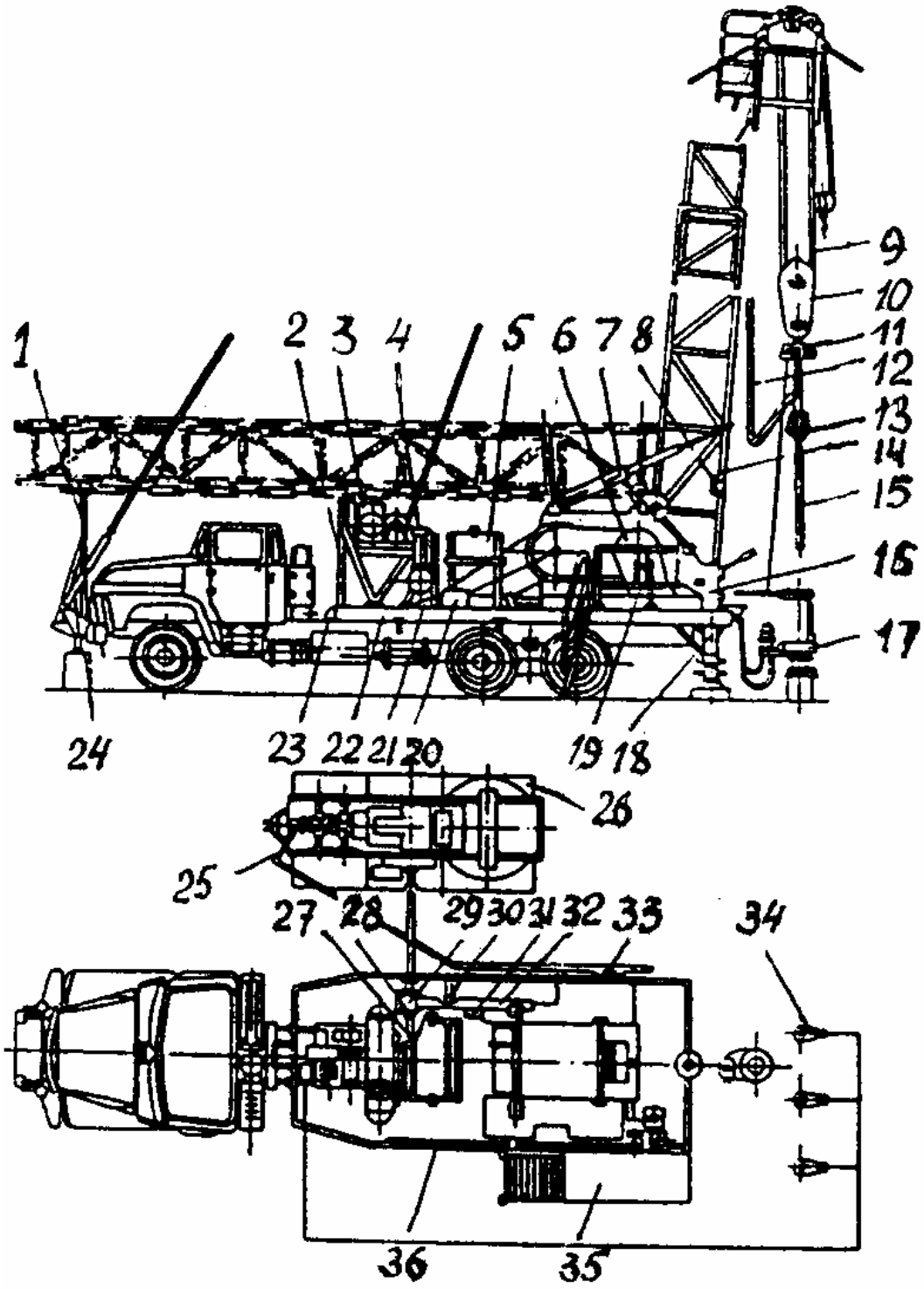


Рисунок 47 — Агрегат А-50М

1 — передняя опора; *2* — средняя опора; *3* — электролебедка; *4* — компрессорная установка; *5* — гидросистема; *6* — лебедка; *7* — домкрат; *8* — индикатор веса; *9* — талевый канат; *10* — талевый блок; *11* — подвеска ключей; *12* — подвеска бурового рукава; *13* — вертлюг; *14* — мачта; *15* — домкратная штанга; *16* — пневмоуправление; *17* — гидроротор; *18* — домкрат; *19* — зубчатая муфта; *20* — редуктор; *21* — карданный вал; *22* — рама; *23* — коробка отбора мощности; *24* — силовые оттяжки; *25* — манифольд; *26* — промывочный насос; *27, 28* — карданные валы; *29* — силовая передача; *30* — цепная передача; *31* — гидрораскрепитель; *32* — кожух; *33* — промежуточный вал; *34* — электрооборудование; *35* — площадка оператора; *36* — узел управления и освещения шасси.

Техническая характеристика агрегата А-50М:

Допустимая нагрузка, кН	600
Мощность привода, кВт	132.4
Максимальное тяговое усилие на набегающем конце каната, кН	112
Компрессор:	
Тип	М115-2В5
Производительность, $м^3$/мин	0.6
Давление нагнетания, МПа	до 10
Промывочный насос:	
Тип	НБ-125 (9МГр-73)
Максимальное давление (при подаче 6,1 л/с), МПа	16
Максимальная подача (при давлении 6 МПа), л/с	9.95
Монтажная база — прицеп	710Б или СМ-38326
Масса насоса с прицепом, кг	41444
Габариты установки в транспортном положении, мм	14000×2900×4300
Масса установки без насосного прицепа, кг	24000

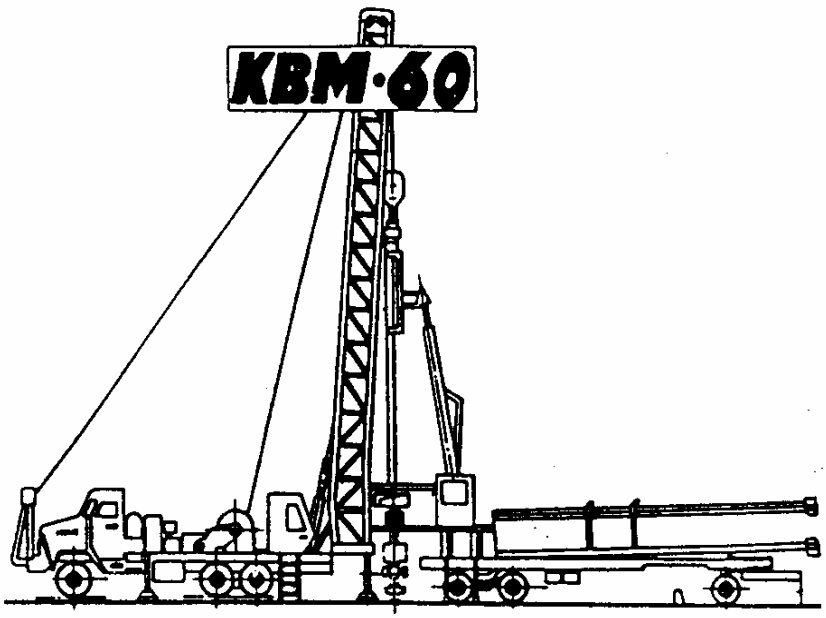


Рисунок 48 — Высокомеханизированный комплекс КВМ-60 для ремонта скважин

Изготовитель: ВНИИнефтемаш, г. Москва

Высокомеханизированный комплекс КВМ-60 (рисунок 48) предназначен для капитального ремонта и освоения скважин глубиной до 3000 м, расположенных в кусте или отдельно. Комплекс позволяет также вести буровые работы на глубину до 2000 м.

Техническая характеристика:

Нагрузка на крюке, кН	
номинальная (при спуско-подъемных операциях без внешних оттяжек)	600
максимальная (при кратковременных нагружениях)	800

Привод механизмов	двигатель ЯМЗ-238
Мощность привода, кВт	200
Высота мачты, м	20
Емкость трубохранилища (для НКТ-диаметром 73 мм), м	3500
Масса комплекса в целом, кг	5200

Мобильная установка УПД-5М используется для:

- разрушения гидратных и парафиновых пробок;
- закачки в скважину технологических жидкостей;
- цементирования скважин в призабойной зоне;
- геофизических исследований.

Работы проводятся при герметизированном устье скважины (поставляется специальный превентор), что обеспечивает экологическую защиту окружающей среды.

УПД-5М представляет собой самоходную нефтепромысловую машину совместно с монтажной базой, включающей в себя барабан с укладчиком для намотки длинномерных труб, механизм подачи трубы в скважину, закрепленную на шасси автомобиля КаАЗ-65101/100, или каком-либо другом типе шасси, по желанию заказчика.

Привод всех механизмов установки осуществляется гидромоторами, для проведения вспомогательных работ имеется гидроманипулятор грузоподъемностью 300 кг.

Механизм подачи с помощью специального устройства механизма подъема и перемещения приподнимается над монтажной базой из транспортного положения и выдвигается над устьем скважины в рабочее положение.

Характеристики установки УПД-5М:

Установка УДЦ-5М ориентирована на шасси автомобиля	КРАЗ-250
Тяговое усилие	5000 кгс
Скорость спуска и подъема непрерывной трубы	0 ÷ 0.2 м/с
Давление в трубе	25 МПа
При наружном диаметре трубы 33-мм глубина спуска	до 1800 м
При наружном диаметре трубы 25 мм глубина спуска	до 2300 м

Одной установкой можно восстановить 100 и более скважина год.

Конструкция установки позволяет переходить с одного диаметра трубы на другой без проведения дополнительных работ.

Изготовитель: Московский завод «Металлист».

Агрегат для ремонта скважин А2-32 смонтирован на базе шасси УРАЛ-4320-1912-30, а агрегат А4-32 на базе шасси КрАЗ-260Г.

Предназначены для производства спуско-подъемных операций при ремонте и эксплуатации скважин, не оборудованных вышечными сооружениями, для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием.

Агрегат состоит из однобарабанной лебедки и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой. За отдельную плату агрегат комплектуется механизмами для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Кабина управления снабжена независимым отопителем 0В-65. Подъем и опускание опор задней стойки производится гидроцилиндрами с выносного пульта управления.

Техническая характеристика:

Грузоподъемность, т	32
Высота подъема крюка, м	12.2
Скорость подъема крюка, м/с	0.2 ÷ 1.6

Агрегат ремонтно-технологический АРТ-800 предназначен для ликвидации отложений и пробок в нефтяных и газоконденсатных скважинах при герметизированном устье с использованием непрерывной стальной трубы диаметром 26.8 и 33.5 мм при избыточном давлении на устье до 21 МПа.

Кроме того, отечественной промышленностью освоено производство агрегатов для капитального ремонта нефтяных и газовых скважин А60/80 максимальной грузоподъемностью 80 т на спецшасси Брянского автозавода; агрегатов для текущего ремонта нефтяных и газовых скважин АР 32/40 максимальной грузоподъемностью 40 т на спецшасси Уральского автозавода; агрегатов для бурения и ремонта скважин БР-125 грузоподъемностью 125 т, а также других агрегатов для ремонта скважин.

8.4. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Все работы по подземному и капитальному ремонту сопровождаются спуском в скважину и подъемом из нее труб, штанг и различных инструментов. Поэтому над устьем скважины устанавливается подъемное сооружение - вышка, мачта с оборудованием для спускоподъемных операций (СПО).

Эксплуатационные кронблоки являются неподвижной частью талевой системы, изготовляются грузоподъемностью 12.5; 20; 32; 50; 80 и 125 т с числом канатных шкивов 3 ÷ 6. Кронблоки КБН для работы в районах с умеренным климатом и типа КБ — в умеренном и холодном. Изготавливаются двух видов: исполнение I — для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт; исполнение II — для стационарных вышек. Пример обозначения: КБН-50 кронблок грузоподъемностью 50 т.

Талевые блоки, подвижная часть талевой системы при СПО, предназначены для работы с умеренным климатом (типа БТН) и с умеренным и холодным климатом БТ.

По грузоподъемности талевые блоки, подъемные крюки выпускаются как и кронблоки от 12.5 до 125 т. Обозначения: БТ-50 и др.

Подъемные крюки, предназначенные для подвешивания элеваторов, вертлюгов и другого оборудования при СПО, изготавливаются двух типов: однорогие (исполнение I) грузоподъемностью до 20 т и трехрогие (исполнение II) грузоподъемностью 321 т и более. Крюки КН — для работы в умеренном климате, КПШ — в умеренном и холодном. Обозначения: КН-50 и др.

Штропы служат для подвески элеватора на крюк. Конструктивно это замкнутая стальная петля овальной формы, сильно вытянутая по одной оси. Изготавливают их цельнокатанными или сварными в стыке контактной сваркой с последующей термообработкой. Штропы различают по назначению: буровые

нормальные — ШБН; буровые укороченные — ШБУ и эксплуатационные — ШЭ. Для текущего и капитального ремонта скважин выпускают штропы ШЭ-28-П-Б и ШЭ-50-Б грузоподъемностью 28 и 50 т.

Трубные элеваторы — для захвата обсадных, бурильных и НКТ применяют нескольких типоразмеров.

Элеваторы ЭЗН — одноштропные (СПО с помощью двух элеваторов) грузоподъемностью 15.25 и 50 т. В комплект входят: два элеватора, захватное приспособление и штроп. Пример обозначения ЭЗН60-50, где 60 — условный диаметр трубы, мм; 50 — грузоподъемность, т.

Элеваторы ЭГ — одноштропные предназначены для работы с автоматами АПР-2ВБ и спайдерами, грузоподъемностью 16, 50 и 80 т.

Элеваторы ЭХЛ (рисунок 49) для НКТ с условным диаметром от 48 до 114 мм, грузоподъемностью 10 ÷ 40 т.

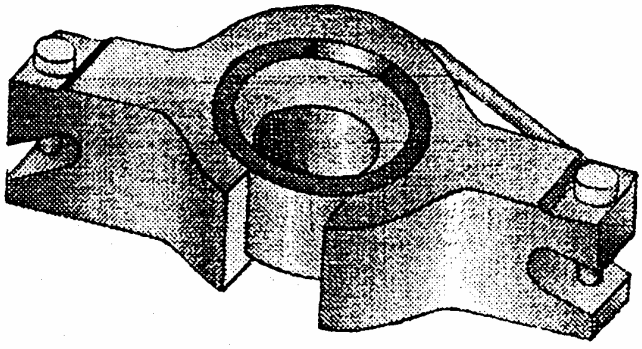


Рисунок 49 — Двуштропный элеватор типа ЭХЛ

Техническая характеристика

Таблица 11

Параметры	ЭХЛ-60-15	ЭХЛ-73-25	ЭХЛ-89-35
Грузоподъемность, т	15	25	35
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89
Диаметр расточки под трубу, мм	62	75	92
Габаритные размеры, мм	370×115×110	370×160×130	395×180×145
Масса, кг			

Штанговые элеваторы ЭШН (рисунок 50) — для захвата колонны штанг и удержания ее в подвешанном состоянии при СПО, грузоподъемностью 5 и 10 т. Конструкция их предусматривает использование двух пар вкладышей для втулок, одна предназначена для штанг Ж12, 16, 19 и 22 мм, вторая - для штанг Ж25 мм.

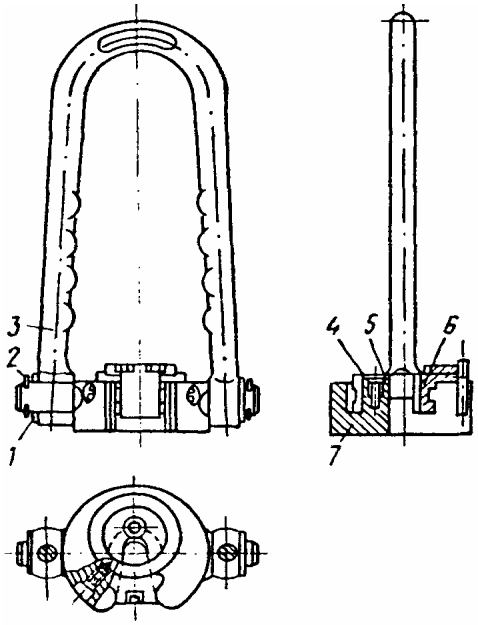


Рисунок 50 — Элеватор штанговый ЭШН

1 — шайба; *2* — шплинт; *3* — штроп; *4* — винт; *5* — вкладыш; *6* — втулка; *7* — корпус.

Автоматы типа АПР (рисунок 51) предназначены для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию, а также для автоматизации по захвату, удержанию на весу, освобождению и центрированию колонны НКТ.

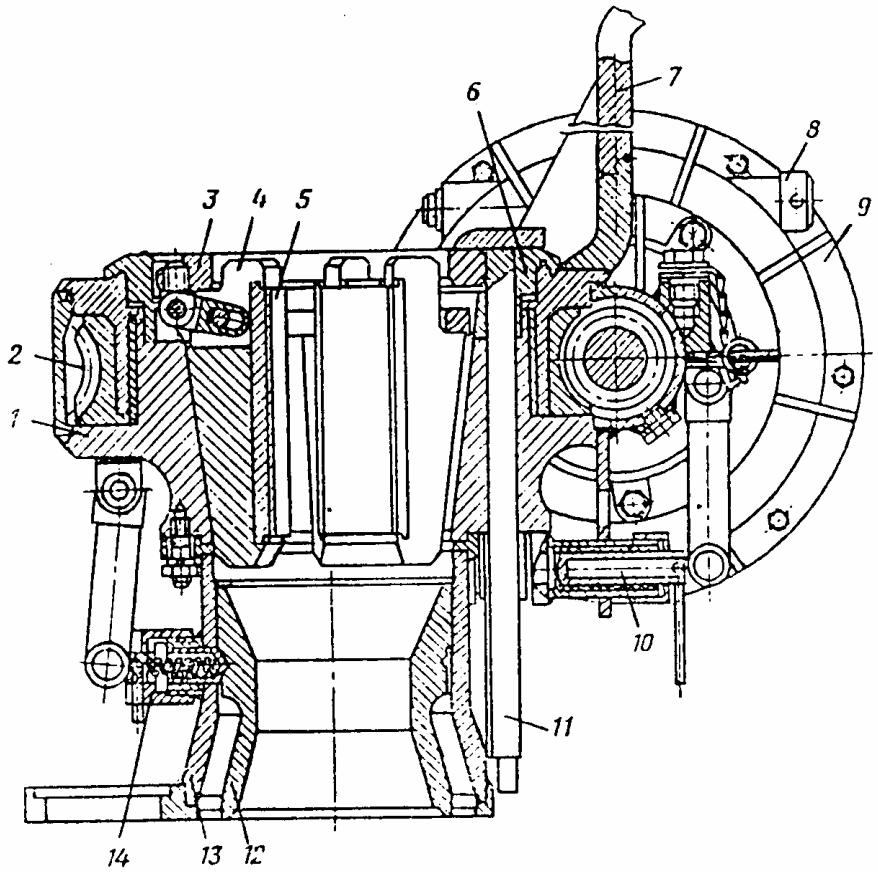


Рисунок 51 — Автомат АПР-2ВБМ

1 — корпус автомата; *2* — червячное колесо; *3* — клиньевая подвеска; *4* — корпус клина; *5* — плашка; *6* — опорный фланец; *7* — водило; *8* — вал вилки включения маховика; *9* — электроинерционный привод; *10* —

ось балансира; *11* — направление клиньевой подвески; *12* — центратор; *13* — пьедестал центратора; *14* — фиксатор центратора.

Состоят из блоков: электродвигателя, вращателя с водилом, спайдера, центратора. При работе с АПР используются трубные КОТ, КТГ и стопорные КСМ ключи, элеваторы ЭГ и подкладные вилки, а также элеваторы ЭТА и трубные ключи КТГУ-М и КТД. Для механизации процесса свинчивания и развинчивания насосных штанг применяют штанговые ключи АШКТМ, КМШЭ, КАРС (автоматические и механические ключи), принцип аналогичен АПР.

Ключи механические универсальные КМУ применяют при текущем ремонте скважин для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию НКТ с удержанием на весу и центрированием колонны труб. Наибольшее применение ключ получил при ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами. Ключи КМУ-50, КМУ-ГП-50, КМУ-32 имеют электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промысловой сети привод.

Универсальный механический ключ КМУ-50 (рисунок 52) состоит из блока вращателя с электроприводом, спайдера с блоком клиньев и блока управления электроприводом.

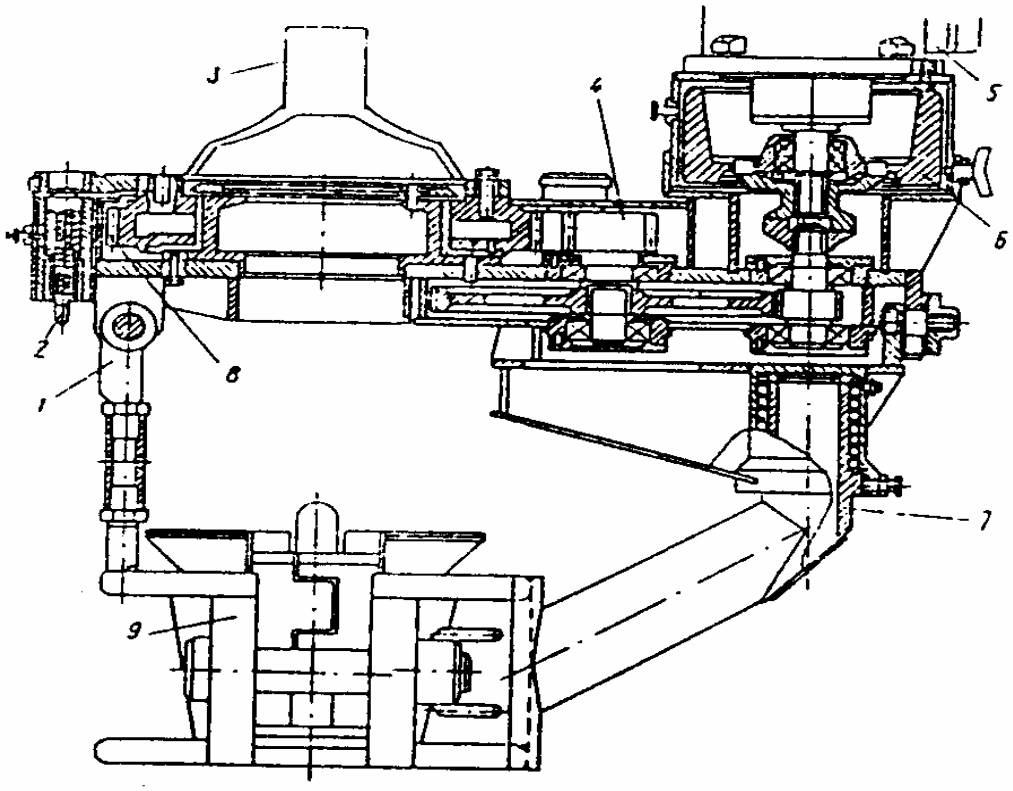


Рисунок 52 — Ключ механический универсальный КМУ-50

1 — блокировочная рукоятка; *2* — механизм совмещения прорезей рабочей шестерни и корпуса; *3* — водило; *4* — редуктор; *5* — электропривод; *6* — сменный механизм; *7* — кронштейн; *8* — вращатель; *9* — спайдер.

Вращатель — двухступенчатый редуктор с прямозубой цилиндрической передачей, рабочим органом которого является разрезное колесо с установленным на нем водилом. Корпус вращателя и разрезное колесо имеют прорезь для пропуска насосно-компрессорных труб.

Вращатель с электроприводом прикреплен быстросъемными зажимами к поворотной стойке, состоящей из плиты-кронштейна, приваренного к спайдеру.

Инерционное устройство позволяет регулировать величину крутящего момента на водиле ключа путем установки соответствующих сменных маховиков. Управление электроприводом — посредством пускателя и кнопочного поста управления.

Техническая характеристика:

Максимальная нагрузка на спайдере, кН	490
Максимальный крутящий момент на водиле ключа при развинчивании, Н·м	4410
Частота вращения водила, мин$^{-1}$	60
Диаметр захватываемых труб, мм	48; 60; 73; 89
Габариты, мм	960×590×960
Масса, кг:	
ключа в собранном виде	360
полного комплекта	425

Полуавтоматический спайдер состоит из разрезного корпуса, сменных блоков клиньев для труб диаметром 60; 73 и 89 мм, рукоятки управления и хомута. К корпусу спайдера приварен кронштейн для установки вращателя.

Спайдеры предназначены для автоматизации операций по захвату, удержания на весу, освобождения и центрирования колонны насосно-компрессорных или бурильных труб в процессе спуска их в скважину. На рисунке 53 показан автоматический спайдер АСГ-80. Он состоит из корпуса, клиньевой подвески, сменных центраторов и механизма подъема клиньев.

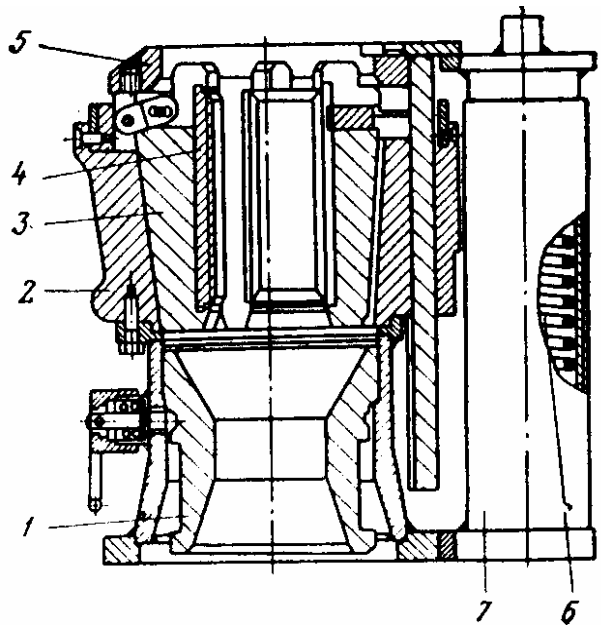


Рисунок 53 — Спайдер АСГ-80

1 — вкладыш центратора; *2* — корпус; *3* — корпус клина; *4* — плашка; *5* — подвеска; *6* — пружина ползуна; *7* — направляющая.

Техническая характеристика спайдера АСГ–80:

Условный диаметр захватываемых труб, мм	60, 73, 89
Грузоподъемность, т	80
Габариты, мм:	
длина	380
ширина	335
высота	365
Масса, кг:	
спайдера с подвеской и вкладышем центратора для труб диаметром 73 мм	67
полного комплекта	135

Механический гидроприводной ключ КПР-12 (рисунок 54) предназначен для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных и бурильных труб в процессе выполнения спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин.

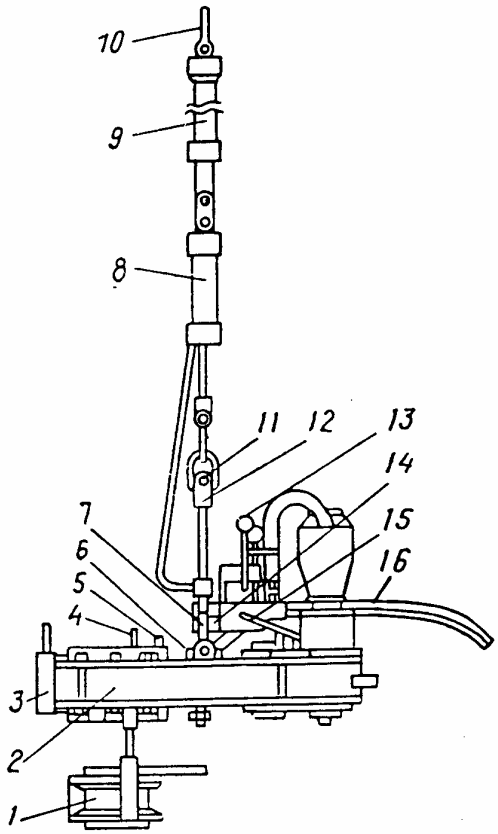


Рисунок 54 — Ключ подвесной разрезной КПР-12

1 — стопор; *2* — ключ; *3* — створка; *4* — упор; *5* — ограничитель ключа и стопора; *6* — болт регулировочный; *7* — рукоятка подъема; *8* — гидроподъемник; *9* — амортизатор; *10* — серьга; *11* — винт; *12* — подвеска; *13* — гидрораскрепитель; *14* — ограничитель крутящего момента; *15* — рукоятка переключения скоростей; *16* — гидрорукав.

Состоит из следующих основных узлов: трубного ключа, производящего свинчивание и развинчивание с расчетным крутящим моментом; гидравлической насосной станции, создающей

требуемые расход и давление масла в гидросистеме, и подвески ключа с гидроподъемником и амортизатором.

Ключ представляет собой двухскоростной цилиндрический редуктор с разрезной рабочей шестерней, в которой устанавливаются сменные захваты. Комплектуется объемным стопорным устройством.

Гидравлическая насосная станция — электроприводная, соединяется с ключом гидравлическими рукавами высокого давления; устанавливается на расстоянии до 10 м от скважины. Она оснащена ограничителем крутящего момента и предохранительным гидроклапаном.

Техническая характеристика:

Условный диаметр свинчивания и развинчиваемых труб, мм:	
насосно-компрессорных	60 ÷ 114
бурильных	73 ÷ 89
Максимальный крутящий момент, кН·м	12
Диапазон изменения крутящего момента, кН·м	0.9 ÷ 12
Мощность привода, кВт	18
Частота вращения, мин$^{-1}$:	
на высшей передаче	75
на низшей передаче	25
Расход рабочей жидкости, л/мин	140
Габариты, мм:	
ключа	930×560×615
станции гидропривода СГП-140/16	1200×1010×939
Масса, кг:	
ключа с захватом под трубу диаметром 73 мм	315
станции гидропривода СГП-140/16	540

Ключ трубный типа КТЛ (рисунок 55) предназначен для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб (НКТ) и замков бурильных труб механизированным, а также ручным способом при текущем и капитальном ремонте скважин.

Обеспечивает надежный захват НКТ, сохранность НКТ от деформаций.

Обладает по сравнению с ключами типа КТГУ в зависимости от типоразмера:

- меньшей на 20 ÷ 43 % массой;
- большим на 17 ÷ 4% передаваемым моментом раскрепления НКТ;
- повышенной в 5 - 10 раз стойкостью сухарей;
- повышенным в 3 раза сроком службы.

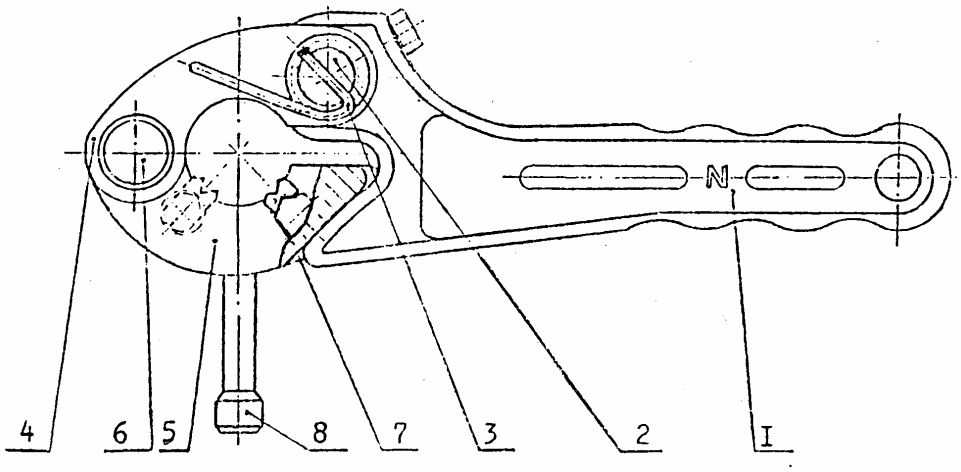


Рисунок 55 — Ключ трубный КТЛ

1 — рукоятка; *2* — ось; *3* — пружина; *4* — скоба; *5* — челюсть; *6* — ось; *7* — сухарь; *8* — ручка

Техническая характеристика

Таблица 12

Показатели	Шифр ключей						
	КТЛ-33	КТЛ-48	КТЛ-60	КТЛ-73	КТЛ-89	КТУ-95	КТУ-108
Условный диаметр НКТ, мм	33	48	60	73	89	95	108
Максимальный крутящий момент, кН·м	2.0	2.5	3.0	4.5	6.0	7.0	8.5
Количество сухарей, шт	1	1	2	2	2	2	2
Габаритные размеры, мм:							
длина	285	300	315	330	345	440	455
ширина	130	135	165	165	190	203	223
высота	80	80	80	80	80	84,5	84,5
Масса, кг	2.4	2.7	3.3	3.6	4.0	5.3	6.5

Освоено производство ключей КТЛ-33, КТЛ-48, КТЛ-60, КТЛ-73, КТЛ-89, КТУ-95, КТУ-108.

Круговой ключ штанговый КШК (рисунок 56) с регулируемыми зажимными плашками применяется для отвинчивания штанг при закрепленном плунжере глубинного насоса. Во время подземного ремонта скважин при заедании плунжера глубинного насоса приходится поднимать трубы вместе со штангами. Так как муфтовые соединения труб не совпадают с соединениями штанг, то после отвинчивания очередной трубы над муфтой, установленной на элеваторе, будет находиться гладкое тело штанги, захват которого штанговым ключом невозможен. В круговом ключе штанги захватываются плашками, имеющими угловые вырезы с зубьями. Одна из плашек неподвижная, прикреплена двумя штифтами к внутренней части ключа, а вторая - подвижная, прикреплена к внутреннему концу зажимного стержня.

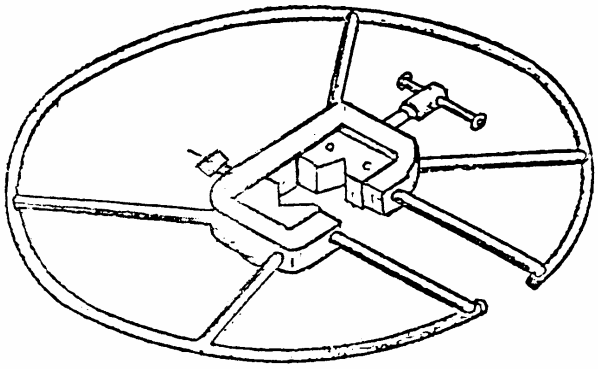


Рисунок 56 — Ключ круговой штанговый КШК

Техническая характеристика:

Диаметр отвинчиваемых штанг, мм	12, 16, 19, 22, 25
Диаметр обода ключа, мм	550
Высота зева, мм	32
Масса, кг	5.5

Техническая характеристика цепных ключей

Таблица 13

Показатели	КЦО-1	КЦН-1	КЦН-2	КЦН-3
Условный диаметр труб, мм	60 ÷ 114	60 ÷ 114	114 ÷ 146	146 ÷ 245
Допустимое усилие на рукоятке, Н	950	950	1150	1400
Длина цепи, мм	667	667	928	1377
Габариты, мм	680×100×100	1160×100×110	1570×122×135	2100×152×165
Масса, кг	11.5	14.0	24.0	53.0

Ключи цепные применяются при ручном свинчивании и развинчивании труб различного диаметра.

Ключ состоит из рукоятки, двух шарнирно соединенных щек с зубьями с плоскими шарнирными звеньями. Для придания прочности щеки термически обрабатываются.

Изготавливаются цепные ключи двух типов: КЦН — ключ цепной нормальный, КЦО — облегченный.

Герметизаторы ГУ-48, ГУ-60, ГУ-73 предназначены для герметизации устья в процессе проведения ремонтных работ в скважине.

Область применения:

- спуск-подъем НКТ диаметром 48, 60, 73мм без утечек скважинного флюида на устье при наличии избыточного давления в скважине;
- опрессовка эксплуатационной колонны;
- возможность перехода с прямой промывки на обратную и другие работы, связанные с необходимостью герметизации устья скважины.

Техническая характеристика герметизаторов

Таблица 14

Показатели	ГУ-48	ГУ-60	ГУ-73
Максимальный диаметр, мм	325	325	325
Высота не более, мм	235	235	235
Диаметр проходного канала, мм	59	76	92
Диаметр уплотняемых НКТ по гладкой части, мм	48	60	73
Диаметр муфт НКТ не более, мм	56	73	89
Рабочее давление, МПа:			
статистическое при герметизации гладкой части труб	14	14	14
при пропускании муфт	1,0	1,0	1,0
Температура окружающей среды, °С	-40 ÷ +100	-40 ÷ +100	-40 ÷ +100
Масса, кг:			
уплотнение под металлическое кольцо, не более	90	90	90
уплотнение под паранитовую прокладку, не более	60	60	60

Отличительные особенности:

- наличие раздвижных металлических опор, перекрывающих кольцевое пространство над уплотнителем.

Преимущества:

- надежная герметизация устья;
- при возникновении затрубного давления автоматически происходит зацепление муфты с раздвижными опорами, что предотвращает выброс труб;
- улучшаются условия труда при ремонте скважин;
- компактность.

Находят применение роторные и кабельные герметизаторы.

8.5. ЛОВИЛЬНЫЙ, РЕЖУЩИЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТЫ

Инструменты предназначенные для ловли (захвата) и извлечения из скважины бурильных и НКТ, штанг, тартального каната, каротажного кабеля и других элементов оборудования, называют ловильными. Конструкции их чрезвычайно разнообразны.

Универсальный эксплуатационный метчик МЭУ предназначен для захвата с последующим извлечением оставшейся в скважине колонны насосно-компрессорных труб, оканчивающихся муфтой, путем врезания ввинчиванием во внутреннюю поверхность трубы и муфты.

Ловильная резьба универсального метчика — специального профиля, конусностью 1:8.

Выпускается с правой и левой резьбой.

Специальный эксплуатационный метчик МЭС (рисунок 57) предназначен для захвата с последующим извлечением оставшейся в скважине колонны насосно-компрессорных труб (гладких и высаженных), оканчивающихся муфтой, путем врезания ввинчиванием в резьбу муфты.

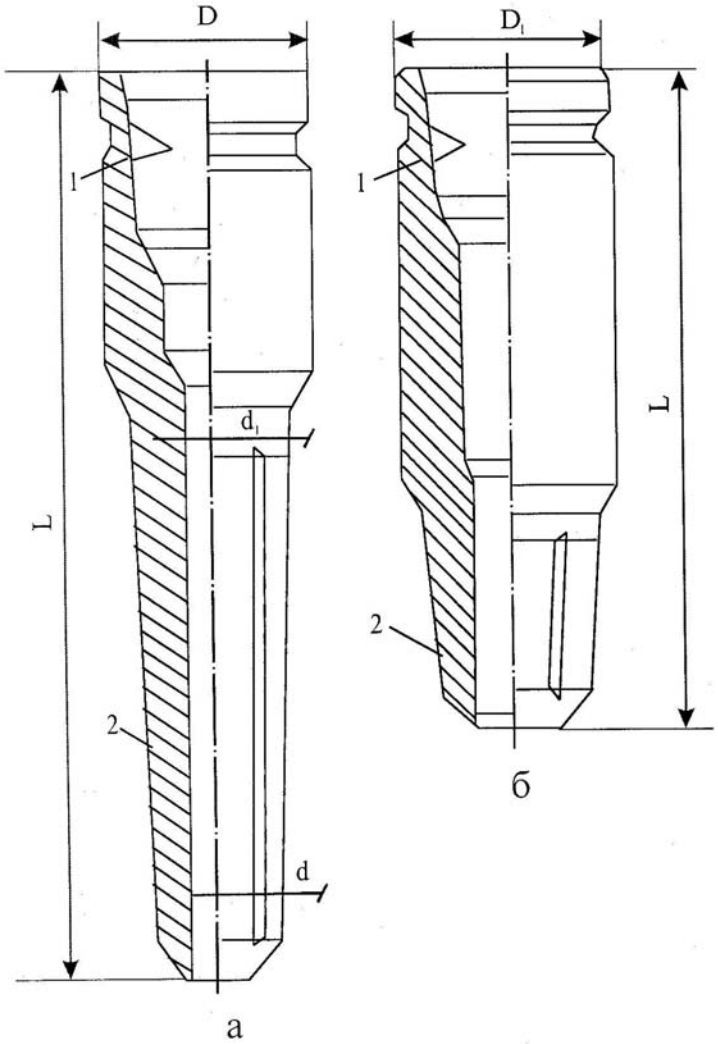


Рисунок 57 — Ловильные метчики

а) универсальный типа МЭУ; *б*) специальный типа МЭС

1 — присоединительная резьба; *2* — ловильная резьба.

Ловильная резьба метчиков с профилем и размерами резьбы соответствующей насосно-компрессорной трубы, конусностью 1:16.

Техническая характеристика метчиков типа МЭУ

Таблица 15

Типоразмер мечика	каметр вильн к труб, мм ГОСТ	садны труб, в торой оизво дится	дье м-	тель ная резь б	Основные размеры, мм				Мас са, кг
					d	*d*	*D*	*L*	
МЭУ 36-60 МЭУ 36-60Л	48; В48	114 ÷ 168	30	3 ÷ 50	36	60	65	370	6.5
МЭУ 46-801 МЭУ 46-80Л	60; В60 73; В73	114 ÷ 178	45	3 ÷ 76	46	80	90	455	11.0
МЭУ 69-100 МЭУ 69-100Л	89;В89	140 ÷ 273	60	3 ÷ 88	69	100	108	450	19.0
МЭУ 85-127 МЭУ 85-127Л	102; В102 114; В114	168 ÷ 273	75	3 ÷ 117	85	127	134	560	34.0

Выпускаются с правой и левой резьбой.

Ловильные метчики для колонн бурильных труб универсальные МБУ и специальные МСЭ изготовляют с резьбой под направление. Ловильная резьба универсального метчика — специального профиля, конусностью 1:16, а специального метчика — с профилем и размерами резьбы соответствующего ниппеля замка бурильных труб, конусностью 1:4 и 1:6. В остальном универсальные и специальные метчики по конструкции аналогичны метчикам для насосно-компрессорных труб.

Колокола ловильные (рисунок 58) предназначены для извлечения, оставшейся в скважине колонны бурильных или насосно-компрессорных труб. Захват происходит навинчиванием колокола на наружную поверхность труб.

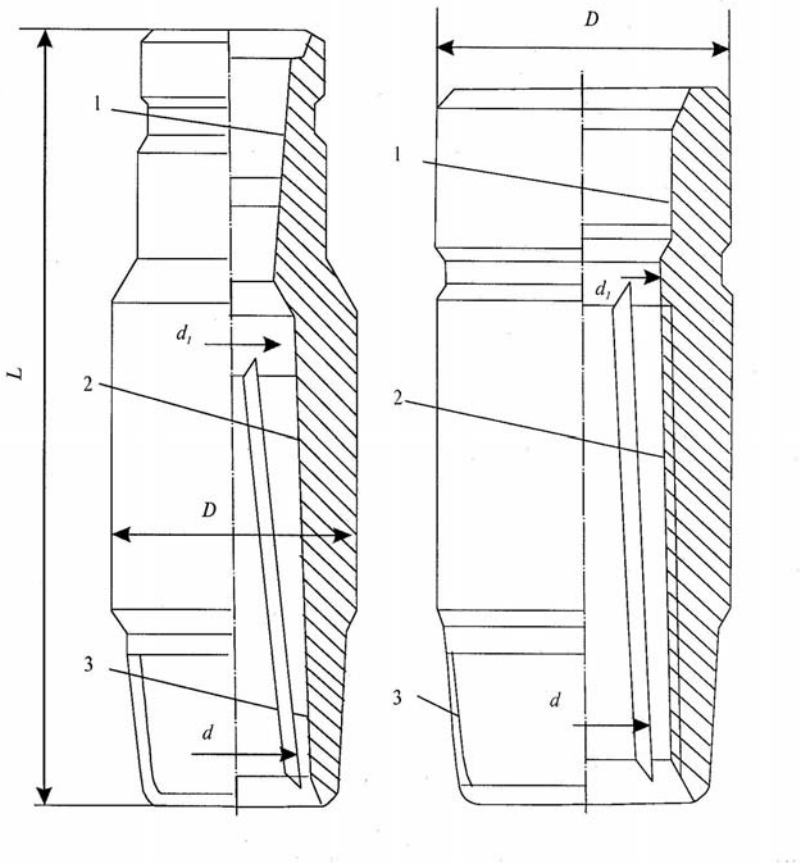


Рисунок 58 — Ловильные колокола

а — несквозной типа К; *б* — сквозной типа КС; *1* — присоединительная резьба к колонне; *2* — ловильная резьба; *3* — присоединительная резьба к воронке.

Ловильные колокола по назначению подразделяются на несквозные К и сквозные КС. Сквозные колокола обеспечивают возможность пропуска сквозь корпус колокола сломанного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом путем нарезания резьбы на наружной поверхности замков или муфты.

Все колокола изготовляют правыми и левыми. Правые колокола применяют для извлечения колонны правых труб целиком и левых труб по частям (отвинчиванием); левые колокола - для извлечения колонны левых труб целиком и правых труб по частям.

Труболовки предназначены для захвата насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб и извлечения их целиком или по частям из нефтяных и газовых скважин при аварийных ловильных работах.

Захват осуществляется путем заклинивания выдвижных плашек между внутренней или наружной поверхностью захватываемой трубой и стержнем или корпусом труболовки.

По характеру захвата труб труболовки подразделяются на две группы: внутренние (для захвата за внутреннюю поверхность) и наружные. Труболовки подразделяются на неосвобождающиеся и освобождающиеся (при необходимости освобождение инструмента от захваченных тру б в скважине производится после захвата и фиксации плашек в сомкнутом положении).

Труболовки спускают в скважину на колонне бурильных труб.

Внутренние и наружные освобождающиеся труболовки исполнения I и со спиральным захватным устройством состоят из механизмов захвата и освобождения, а внутренние неосвобождающиеся - только из механизма захвата. Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВМ (рисунок 59) изготовляется в двух исполнениях: исполнение I — упирающаяся в торец захватываемой колонны; исполнение II — заводимая внутрь захватываемой колонны на любую глубину.

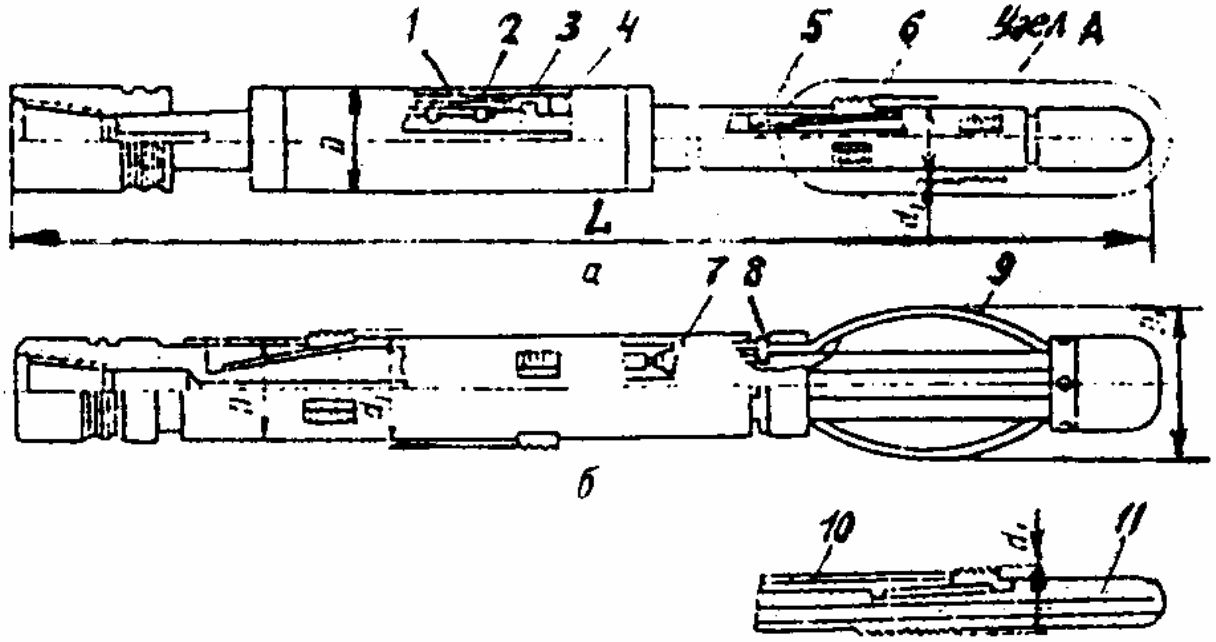


Рисунок 59 — Трубоголовка освобождающаяся типа ТВМ

а — исполнение I; *б* — исполнение II; *1* — корпус; *2*, *8* — фиксаторы; *3* — стержень; *4* — ниппель; *5* — плашкодержатель; *6* — плашка; *7* — нижний стержень; *9* — пластинчатые пружины; *10* — поводок; *11* — стержень с зубьями.

Труболовки изготовляют с резьбами левого направления, они могут извлекать колонны труб как целиком, так и по частям, предварительно отвинчивая. По заказу потребителя труболовки исполнения I могут быть изготовлены с правыми резьбами.

Механизм захвата — шестиплашечный, состоит из плашек, стержня и наконечника, В труболовках ТВМ 60-1 механизм захвата — одноплашечный, состоит из стержня с гребенчатой насечкой, плашки и клина.

Механизм освобождения включает в себя тормозной башмак, ниппель, фиксатор, корпус и плашкодержатель, обеспечивающий синхронное перемещение плашек по наклонным плоскостям, а также удержание плашек в крайнем верхнем или сомкнутом (при освобождении) положении. В труболовке ТВМ60-1 функцию плашкодержателя выполняет поводок, ввинчиваемый в верхний торец плашки и после освобождения удерживающий плашку в сомкнутом положении.

Конструкция труболовок обеспечивает их освобождение от захваченной трубы внутри скважины с фиксацией плашек в сомкнутом положении механическим устройством.

Труболовка внутренняя неосвобождающаяся типа ТВ (рисунок 60) изготавливается с резьбами правого и левого направлений. Труболовки с резьбами правого направления могут захватывать и извлекать колонну труб целиком, а труболовки с резьбами левого направления - отвинчивать и извлекать их по частям.

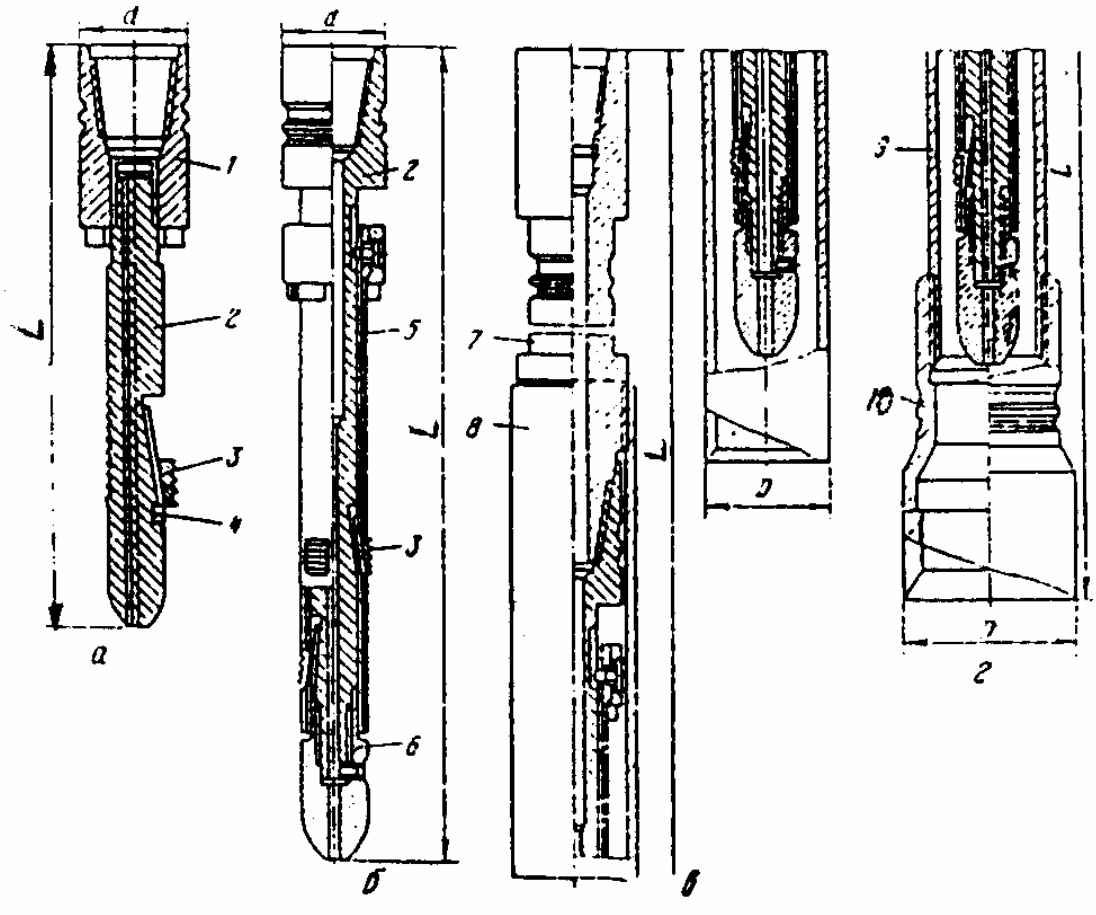


Рисунок 60 — Труболовка внутренняя неосвобождающая типа ТВ

а, *б* — в сборе без центрирующего приспособления; *в* — в сборе с центрирующим приспособлением (направление с вырезом); *г* — в сборе с центрирующим приспособлением (направление с воронкой)

1 — переходник; *2* — стержень; *3* — плашка; *4* — клин; *5* — плашкодержатель; *6* — наконечник; *7* — специальный переводник; *8* — направление с вырезом; *9* — направление; *10* — воронка.

Механизм захвата труболовок — шестиплашечный; состоит из стержня, плашкодержателя, плашки и наконечника. В труболовках ТВ 48-80 и ТВ 60-93 механизм захвата — одноплашечный, состоит из стержня с гребенчатой насечкой, плашки и клина.

Конструкция труболовки позволяет освобождать их от захваченных труб на устье скважины без проведения сварочных работ.

Выпускаются труболовки других типов, например, труболовки наружные освобождающие ТНОС и ТНС, труболовки внутренние типа 73 ВТ 60-64, ТВР и т.д. «Ижнефтемаш», кроме оригинальных труболовок, производит комплект ловильного инструмента, который позволяет захватывать и извлекать из скважин насосно-компрессорные трубы, скважинные насосы, забойные двигатели, насосные штанги, штоки сальниковые устьевые, электрические центробежные насосы, а также одновременно извлекать НКТ и насосные штанги при ликвидации аварии.

Овершот (рисунок 61) с запорной втулкой предназначен для залавливания за муфту насосно-компрессорных труб диаметром 60, 70 и 89 мм в колонне 5 и 6 дюймов.

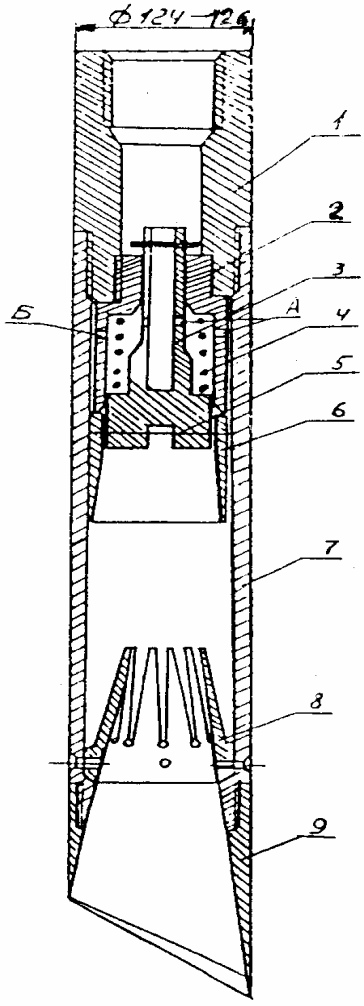


Рисунок 61 — Овершот

1 — переводник; *2* — упор; *3* — клапан; *4* — пружина; *5* — штифт; *6* — запорная втулка; *7* — корпус; *8* — овершот; *9* — направляющая.

Принцип работы:

Муфта НКТ, пройдя через овершот, упирается в клапан (*3*). Клапан, передвигаясь вверх, срезает штифт (*5*) и запорная втулка (*6*) падает на овершот (*8*). Жидкость с НКТ сливается через сливные отверстия упора (*2*) и клапана (*3*). Когда аварийных труб в скважине мало, определяем заловились аварийные НКТ или нет по давлению в НКТ, для чего разгружаем инструмент, отверстия в клапане закроются за счет конусной посадки клапана и перекрытия отверстий (*А* и *Б*). Давление в НКТ возрастает. Овершоты сменные.

Ловильный инструмент неосвобождающего плашечного типа предназначен для ловли и извлечения насосных штанг и насосно-компрессорных труб из эксплуатационной колонны. Ловители изготовляют с резьбой левого направления, их применяют с центрирующими приспособлениями (воронками).

Ловители ЛКШ-114 (рисунок 62) предназначены для ловли, отвинчивания и извлечения (целиком или по частям) насосных штанг за тело или муфту в эксплуатационной колонне, а также недеформированных насосно-компрессорных труб диаметром до 48 мм.

Ловитель состоит из корпуса *4*, удлинителя *1*, плашкодержателей *3* и *6*, пружины *2*, плашек *5* и *8*, винта *7* и стопорного винта *9*.

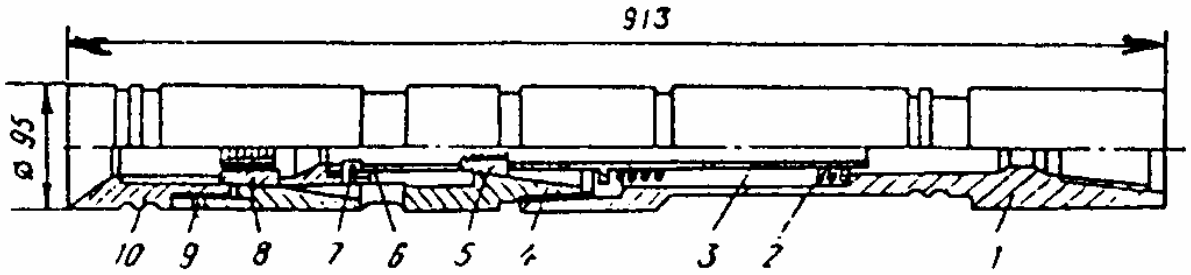


Рисунок 62 — Ловитель ЛКШ-114

К верхней части корпуса ловителя прикреплен удлинитель, а к нижней — воронка *10*. В верхней и нижней частях корпуса на внутренней поверхности предусмотрены специальные пазы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», в которых сверху расположены плашки для ловли штанг за тело, а снизу — плашки для ловли штанг за муфту.

Плашки перемещаются в корпусе синхронно с помощью специальных плашкодержателей, соединенных между собой винтами, и пружины.

Техническая характеристика:

Условный диаметр ловимой колонны, мм:	
наносных штанг:	
за тело	16; 19; 22
за муфту	38; 42; 46
труб:	
за тело	В33; В42; В48
за муфту	В33
Условный диаметр колонны обсадных труб, в которой производится ловля, мм	144 ÷ 168
Грузоподъемность, т	24

Основные размеры (с воронкой), мм

диаметр	95
длина	913
Масса (с воронкой), кг	31

Ловитель ЛКШТ-136 (рисунок 63) предназначен для ловли и извлечения насосно-компрессорных и насосных штанг (отдельных или расположенных в несколько рядов) из эксплуатационной колонны.

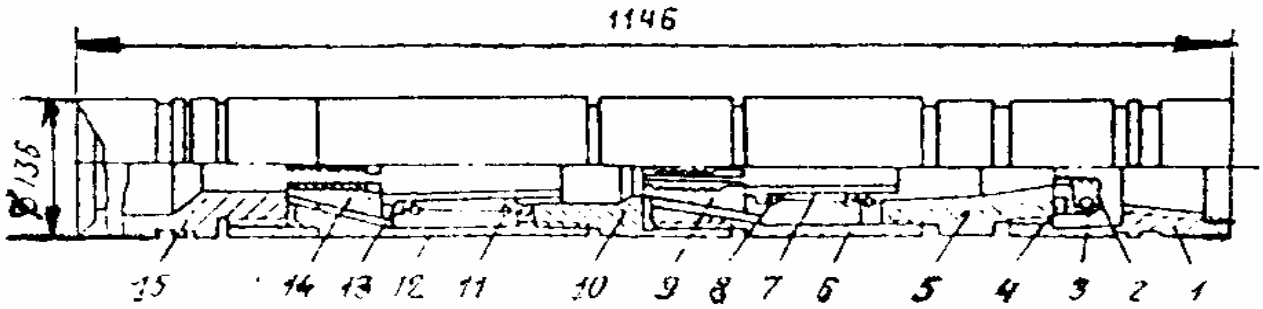


Рисунок 63 — Ловитель ЛКШТ-136

Ловитель состоит из трех захватных ярусов: нижнего — для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и пучка насосных штанг; среднего — для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 48 и 60 мм и насосных штанг за муфту; верхнего — для захвата насосных штанг за тело.

В состав каждого яруса входит корпус — верхний *5*, средний *6* и нижний *12*. Корпусы соединены между собой резьбой; средний и нижний — при помощи переводника *10*.

В верхнем корпусе расположены две откидные плашки *2* с гребенчатой насечкой, которые укреплены в пазах кронштейна *4* на оси *3*. Плашки могут поворачиваться в верхнее (раскрытое) положение и возвращаться в исходное.

К верхнему корпусу прикреплен переводник *1* для соединения с колонной бурильных труб, а к нижнему — специальная воронка *15* для направления ловимых штанг и труб внутрь ловителя.

В среднем и нижнем корпусах, на внутренней поверхности предусмотрены наклонные пазы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», смещенные относительно друг друга на 120°, в пазах расположено по три плашки *9* и *14*. В захватной части плашек имеются острые гребенчатые пазы, а с наружной стороны — конусные выступы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», которые входят в соответствующие пазы корпусов. Сверху на торцах плашек установлены стаканы *7* и *13*, служащие направляющими для пружин *8* и *11*.

Техническая характеристика:

Условный диаметр ловимой колонны, мм:	
насосных штанг:	
за тело	12; 16; 19; 22; 25; 28
за муфту	26; 38; 42; 46; 53; 60
труб:	
гладких:	

за тело	48 ÷ 73
за муфту	56 ÷ 73
с высаженными концами:	
за тело	33 ÷ 60
за муфту	18 ÷ 63.5
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	168 ÷ 273
Грузоподъемность, т	50
Основные размеры (с воронкой), мм:	
наружный диаметр	136
длина	1146
Масса (с воронкой), кг	95

Штанголовитель типа ШК (рисунок 64) предназначен для извлечения оставшейся в скважине колонны насосных штанг и устьевых штоков.

Штанголовители типа ШК выпускают в двух исполнениях:

- для захвата за тело, муфту или головку насосной штанги;
- для захвата за муфту или головку насосной штанги.

Штанголовители изготовляют с резьбой правого направления; их применяют с центрирующим приспособлением (воронкой).

Штанголовитель состоит из переводника *1*, нижнего *6* и верхнего *2* корпусов, соединенных между собой резьбой, нижней *7* и верхней *3* пружин, направляющего винта *3*, цанги *5*, вилки *4*, плашек *5* и воронки *10*.

На внутренней конической поверхности верхнего корпуса предусмотрена вилка с плашками для ловли штанг за тело. Плашки, перемещающиеся внутри корпуса на перьях вилки, удерживаются в крайнем нижнем положении с помощью верхней пружины.

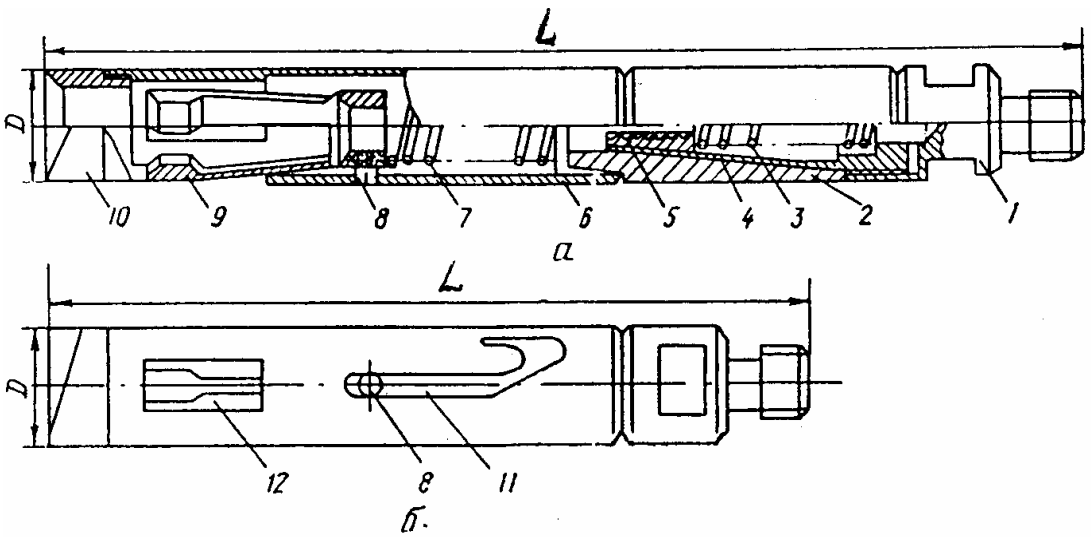


Рисунок 64 — Штанголовитель типа ШК

а — исполнение 1; *б* — исполнение 2

В стенке нижнего корпуса имеются три сквозных паза *12* для выхода перьев цанги и байонетный паз *11* для перемещения направляющего винта.

Цанга, вставленная в нижний корпус, предназначена для захвата штанг за муфту или головку.

При подъеме ловителя цанга подхватывает штангу под муфту или головку и, не вращаясь, движется вниз до упора в бурт нижнего корпуса. При этом головка направляющего винта из крайней верхней точки перемещается в вертикальный участок байонетного паза и удерживает цангу от вращения.

Штанголовители спускают в лифтовые насосно-компрессорные трубы на колонне насосных штанг.

Технические характеристики штанголовителей типа ШК

Таблица 16

Типоразмер штанголовителя	Использование	Условный диаметр НКТ в которых производится ловля, мм	Диаметр элементов ловимых насосных штанг (ГОСТ 13877-80), мм			Грузоподъемность, т	Основные размеры, мм		Масса, кг
			тела	головки	муфты		*D*	*L*	
ШК×47×19	1	60	12 ÷ 19	26 ÷ 36	26 ÷ 38	6	47	693	4.9
ШК×47×19-1	2	60	—	26 ÷ 36	26 ÷ 38	6	47	540	3.6
ШК×57×22	1	73	12 ÷ 22	26 ÷ 46	26 ÷ 46	10	57	762	5.7
ШК×57×22-1	2	73	—	26 ÷ 46	26 ÷ 46	10	57	607	4.1
ШК×69×36	1	89; 114	16 ÷ 36	36 ÷ 52	38 ÷ 57	11	69	866	8.5
ШК×69×36-1	2	89; 114	—	36 ÷ 52	38 ÷ 57	14	69	703	6.0

При ликвидации аварии в скважинах значительный объем работ занимает фрезерование аварийных металлических предметов и разбуривание цемента.

Скважинные фрезеры типа ФП предназначены для фрезирования верхнего конца насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб с целью захватывания их ловильным инструментом (рисунок 65).

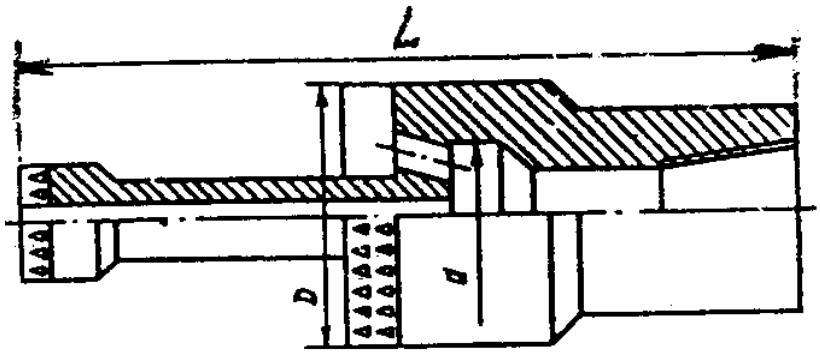
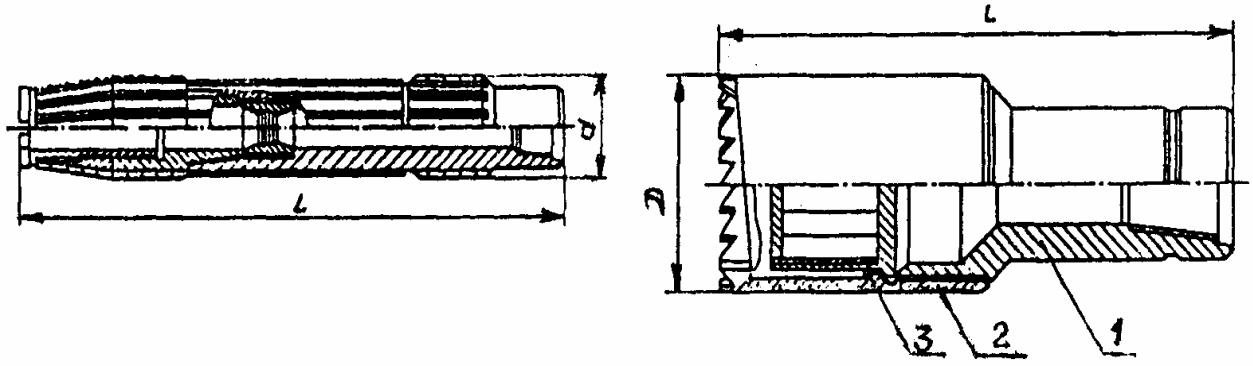


Рисунок 65 — Скважинный фрезер типа ФП

Фрезер — торцевой, с опорно-центрирующим устройством, позволяющим центрировать его относительно оси колонны. Истирающе-режущие участки фрезера армированы композиционным твердосплавным материалом. В корпусе имеются промывочные отверстия и стружкоотводящие противозаклинивающие каналы.

Для присоединения фрезера к бурильной колонне на верхнем конце корпуса предусмотрена присоединительная резьба.

Скважинные фрезеры-райберы типа ФРЛ (рисунок 66, *а*) предназначены для прорезания окна в обсадной колонне под последующее бурение второго ствола.



а *б*

Рисунок 66 — *а* —— скважинный фрезер-райбер типа ФРЛ

б — магнитный фрезер-ловитель типа ФМ

Фрезер-райбер состоит из режущей и ловильной частей. Режущая часть включает в себя цилиндрический и конический райберы и кольцевой фрезер. Ловильная часть представляет собой специальный захват, установленный внутри цилиндрического райбера.

Магнитные фрезеры — ловители типа ФМ (рисунок 66, *б*) предназначены для фрезерования и извлечения находящихся на забое скважины мелких металлических предметов с ферромагнитными свойствами.

Выпускаются также фрезеры типа ФЗ, ФТК, ФК, ФЗО, ФЗК и др.

В процессе ремонтных работ применяют различные вспомогательные инструменты и приспособления.

Скважинные механические фиксаторы типа ФГМ (рисунок 67) предназначены для определения местонахождения муфтовых соединений эксплуатационной колонны в скважине.

Фиксатор состоит из корпуса, узла фиксации, узла центрирования и патрубка с ловушкой.

Корпус *1* — основная деталь фиксатора изготовлен в виде ствола с приваренными к нему наконечниками и ребрами. Резьба в верхней части корпуса, служит для присоединения к колонне заливочных труб.

Узел фиксации состоит из трех защелок *3* подпружинных консольными пружинами и закрепленных в прорезях корпуса пальцем *4* и штифтом *5*, а также поршня *6*, закрепленного в корпусе установочным винтом *8*.

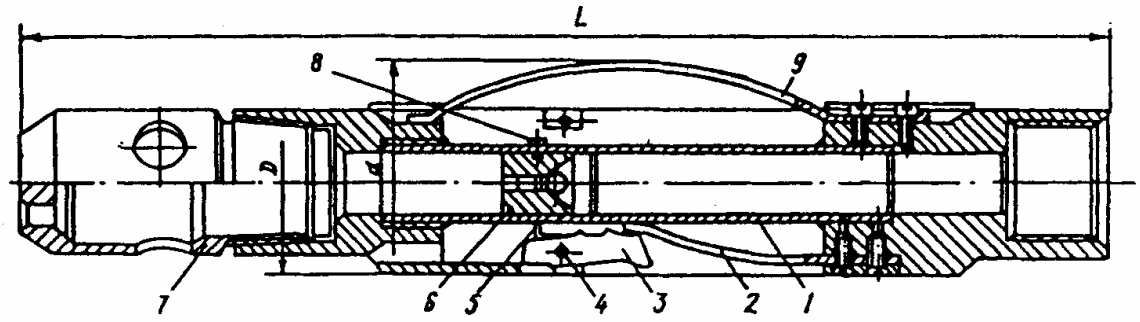


Рисунок 67 — Скважинный механический фиксатор типа ФГМ

Узел центрирования представляет собой три центрирующие пружины *9*, закрепленные в корпусе.

Патрубок с муфтой и ловушкой *7*, соединяемый с нижним концом корпуса при помощи резьбы, служит для создания цементного забоя и улавливания поршня с целью повторного использования (на рис. 26 показана только ловушка).

Трубореz-фрезер ТФ предназначен для резки насосно-компрессорных, обсадных труб и бурильных труб.

Трубореz обеспечивает:

- резку толстостенных труб путем воздействия давления промывочной жидкости на резцы;

- возможность использования как самостоятельно, так и с якорем. Присоединительные резьбы по ГОСТ 633-80.

Универсальная печать типа ПУ2 (рисунок 68) предназначена для определения по оттиску, полученному на её алюминиевой оболочке, положения верхнего конца объектов, оставшихся в скважине вследствие аварий. Основными узлами печати являются корпус с деталями для получения оттиска предметов и зажимное устройство.

На утолщение в нижней части корпуса *2* надевается резиновый стакан *8*, который прикреплен к корпусу четырьмя винтами *7*. На резиновый стакан, в свою очередь, надевается алюминиевая оболочка *6*, «перья» которой загибаются на кольцевой заплечик корпуса. На средней (цилиндрической) части корпуса установлен направляющий винт *4* и нарезана трапецеидальная резьба. По винту и резьбе движется зажимное устройство, при помощи которого зажимаются «перья» алюминиевой оболочки.

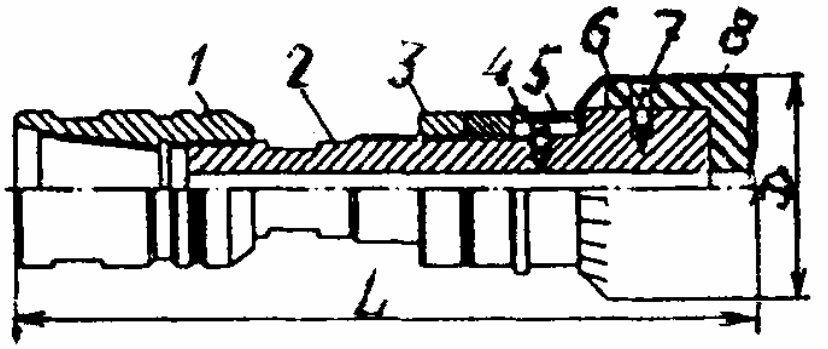


Рисунок 68 — Универсальная печать типа ПУ2

Зажимное устройство состоит из нажимной втулки *5* и нажимной гайки *3*. На верхнюю часть корпуса навинчивается переводник *1* с замковой резьбой бурильных труб для присоединения к колонне труб, на которых печать спускается в скважину.

Печать в собранном виде медленно спускают в скважину на бурильных трубах. При необходимости спуск производят с промывкой, печать устанавливают в скважине на верхнем конце объекта. Нагрузка для получения отпечатка не должна превышать 20 кН.

Техническая характеристика универсальной печати типа ПУ2

Таблица 17

Типоразмер печати	Условный диаметр колонны обсадных труб и НКТ, мм	Максимальная рабочая нагрузка для получения отпечатка, кН	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	*L*	
ПУ2-102	102*	20	75; 84	295	4.5
ПУ2-146	140 ÷ 146		106; 112; 118	360	10.0
ПУ2-168	168		125; 131; 137; 141	430	18.0

* Диаметр колонны насосно-компрессорных труб.

Скважинный пробойник для насосно-компрессорных труб типа «ОСА» (рисунок 69) — высокоэффективный инструмент для ремонта скважин предназначен:

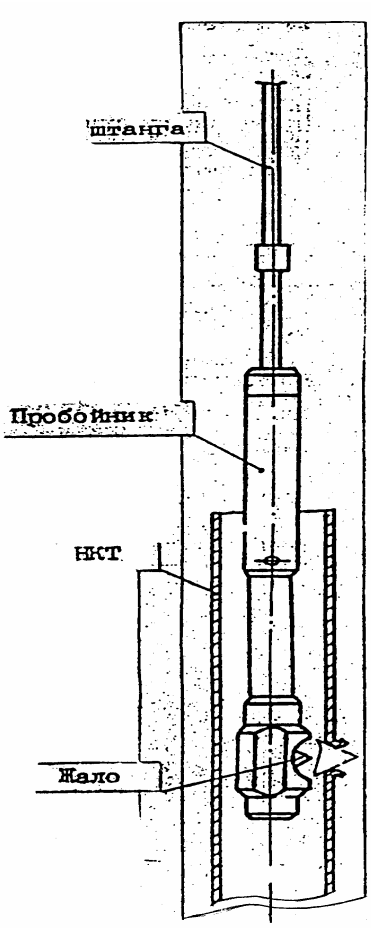


Рисунок 69 — Скважинный пробойник «ОСА»

- для сообщения полости труб с забоем скважины путем пробивки стенки НКТ без использования в подземном оборудовании дополнительных устройств, таких как разрушаемые болты и диафрагмы, управляемые и съемные клапаны и др.;
- для резки прихваченной в скважине колонны НКТ.

Инструмент выпускается в двух модификациях:

- свободного сбрасывания с приводом от столба жидкости;

- опускаемый на штангах.

В трубу НКТ сбрасывается или опускается на штангах инструмент. После достижения необходимого интервала из корпуса инструмента выходит жало и после пробивки отверстия в НКТ автоматически утапливается в корпусе (рисунок 69).

При спуске инструмента на штангах возможно пробивание множества отверстий в одном сечении — т.е. осуществляется резка труб.

8.6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

В скважинах, через которые эксплуатируются нефтяные горизонты, сложенные рыхлыми песками, мощность песчаных пробок достигает 200 ÷ 400 м. Приток нефти снижается и может прекратиться.

Ликвидацию песчаных пробок проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом, очисткой скважины с помощью струйного насоса, желонки или гидробура.

8.6.1. Установки насосные

При проведении различных технологических операций в нефтяных и газовых скважинах, включая цементирование, гидравлический разрыв пластов, кислотную обработку, промывку песчаных пробок и другие промывочно-продавочные работы, применяются насосные установки, которые обеспечивают выполнение вышеперечисленных работ.

Агрегат насосный цементировочный АНД 320 (рисунок 70) (АНД 320У) предназначен для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

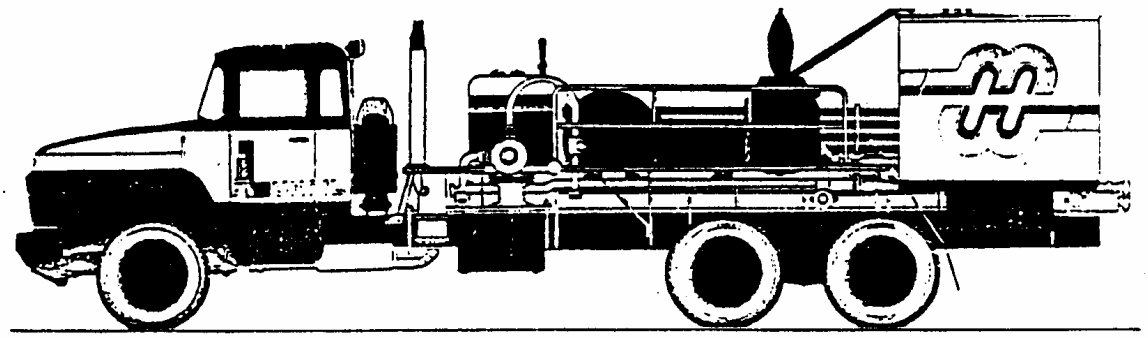


Рисунок 70 — Агрегат насосный цементировочный АНД 320

Агрегат АНЦ 320 дополнительно оборудован устройством для подогрева гидравлической части насоса НЦ 320, коллектором для обеспечения одновременной работы нескольких агрегатов, комплектом ЗИП, различными приспособлениями.

Технические характеристики агрегата АНЦ 320:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ, УРАЛ, КаМАЗ
Насос НЦ320:	
предельное давление нагнетания, МПа	40

наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	26
Мощность, кВт, не более	32
Центробежный насос	ЦНС 38-154:
подача, $дм^3/с$	10.5
давление, МПа	1.54
Манифольд:	
Вместимость, $м^3$	
мерного бака	6
бачка для цементного раствора	0.25
Условный диаметр, мм:	
приемной линии цементировочного и центробежного насосов	100
напорной линии цементировочного и центробежного насосов	50
Габаритные размеры агрегата АНЦ 320, мм, не более	10150×2700×3225
Масса агрегата полная, кг	16000

Агрегат АНЦ 320 является улучшенным агрегатом Грозненского ЦА-320.

Агрегат наносный продавочный АНП 320 (АНП 320У) предназначен для нагнетания различных жидких сред в скважины в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Технические характеристики агрегата АНП 320:

Монтажная база	шасси автомобиля КрАЗ-250 (УРАЛ-4320)
Насос НЦ320:	
Полезная мощность, кВт	108
Предельное давление нагнетания, МПа	40
Наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	26
Габаритные размеры агрегата, мм, не более	10150×2700×3225
Масса агрегата, кг:	
полная	15000
комплекта	14460

Установка, насосная УНК предназначена для нагнетания неагрессивных жидких сред в скважины в процессе их текущего и капитального ремонта.

Техническая характеристика УНК:

Монтажная база	шасси автомобиля повышенной проходимости КамАЗ- 43101
Наибольшее давление нагнетания, МПа	23
Наибольшая идеальная подача, дм3/с	15.35

Агрегат промывочный ПА-80 (ПА-80-01) предназначен для закачки промывочной жидкости в скважины при геологоразведочном, структурно-поисковом бурении и перекачки жидкости.

Техническая характеристика:

Монтажная база	шасси автомобиля УРАЛ-4320 (КрАЗ-260Г)
Предельное давление, МПа	12
Наибольшая объёмная подача, л/с	10.8

Насосные установки УН1-100×200, УНТ1-100×250, УНБ1- 100×250, УНБ1Р-100×250 предназначены для нагнетания различных жидких сред в скважины в процессе текущего и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно- продавочных работ.

Насосная установка УНТ1-100×250 (рисунок 71) смонтирована на базе трактора Т-130МГ, состоит из насоса, коробки отбора мощности, коробки передач, цепного редуктора, манифольда, вспомогательного трубопровода, системы управления, обогрева и продувки. Привод насоса от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданные валы, четырехскоростную коробку передач и цепной редуктор.

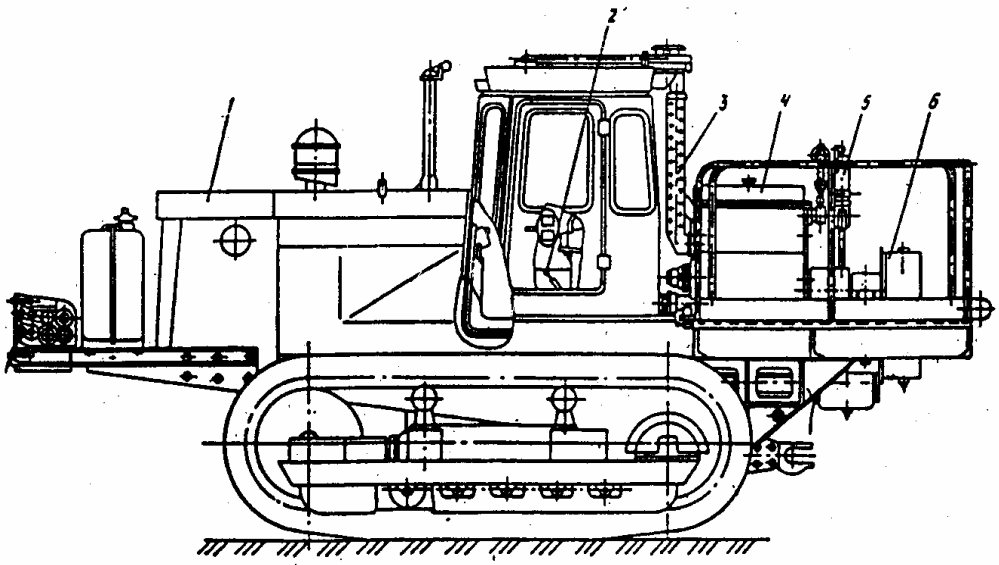


Рисунок 71 — Насосная установка УНТ 1-100×250

1 — гусеничная транспортная база трактора Т-130МГ; *2* — обогрев; *3* — продувка; *4* — насос; *5* — манифольд; *6* — цепной редуктор.

Насосная установка УНБ1Р-100×250 на раме состоит из силового агрегата, трансмиссии, насоса, манифольда, вспомогательного трубопровода, мерного, бака, системы управления, электрооборудования и кабины оператора. Привод насоса - от дизельного двигателя через коробку передач.

Во всех установках насос - трехплунжерный горизонтальный одностороннего действия.

Насосные установки УН1-100×200 и УНБ1-100×250 (рисунок 72) состоят из насоса, коробки отбора мощности, карданного вала, манифольда и вспомогательного трубопровода.

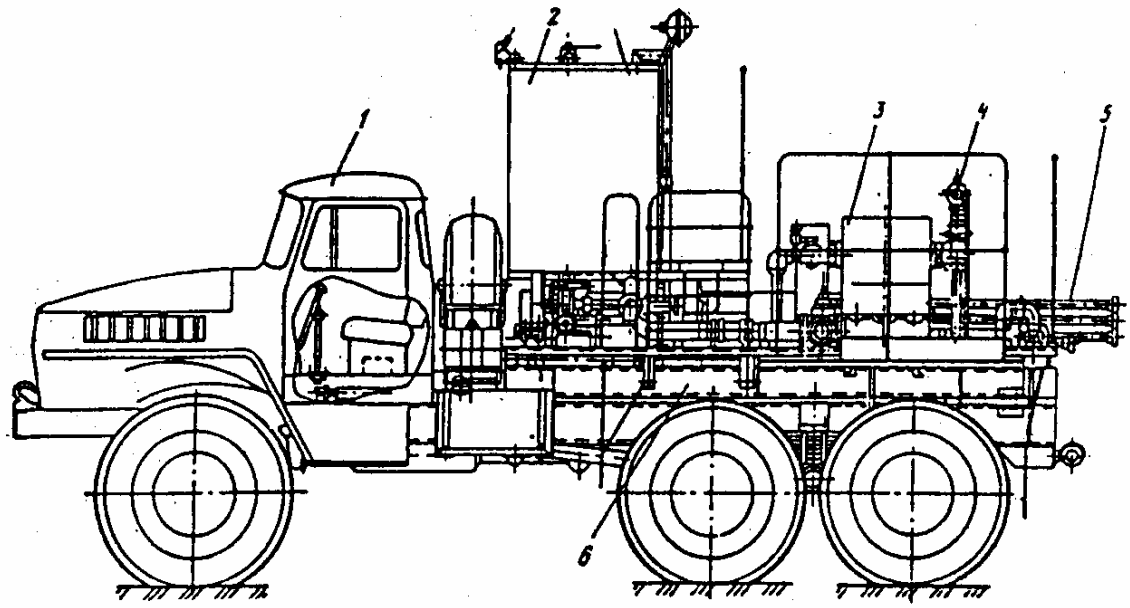


Рисунок 72 — Насосная установка УНБ1-100×250

1 — шасси автомобиля УРАЛ-4320; *2* — мерный бак; *3* — насос Н5-160; *4* — манифольд; *5* — вспомогательный трубопровод; *6* — рама.

Привод насоса от тягового двигателя автомобиля через односкоростную коробку отбора мощности и карданный вал.

Установка насосная передвижная УНБ-160×32 предназначена для нагнетания различных жидких сред при цементировании, освоении и капитальном ремонте скважин, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтегазоперерабатывающей промышленности и других отраслях в условиях умеренного и холодного микроклиматических районов.

Техническая характеристика установки УНБ-160×32:

Автомобильное шасси	КраЗ-250 (или ТАТРА-815-2)
Насос высокого давления	9ТМ
Полезная мощность, кВт	108
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	26
Вместимость мерного бака, $м^3$	6
Габаритные размеры, мм	10150×2700×3225
Масса установки полная, кг	16000

8.6.2. Выбор оборудования для очистки скважин от песчаной пробки

Оборудование для очистки скважин от песчаной пробки зависит от технологической схемы (рисуноки 73 и 74). Промывочный насос определяется исходя из требуемых давления и подачи (производительности).

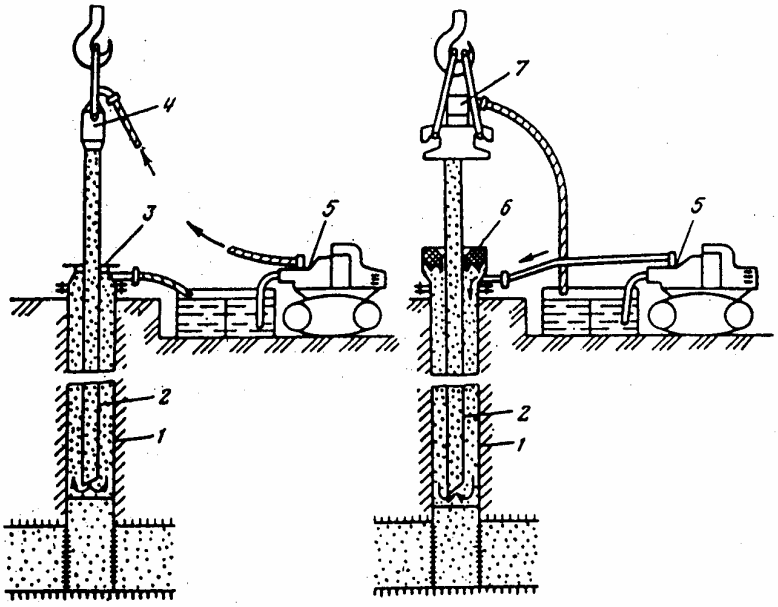


Рисунок 73 — Схема прямой (*а*) и обратной (*б*) промывок скважин

1 — колонна; *2* — НКТ; *3* — устьевой тройник; *4* — промывочный вертлюг; *5* — промывочный насосный агрегат; *6* — устьевой сальник; *7* — переводник со шлангом.

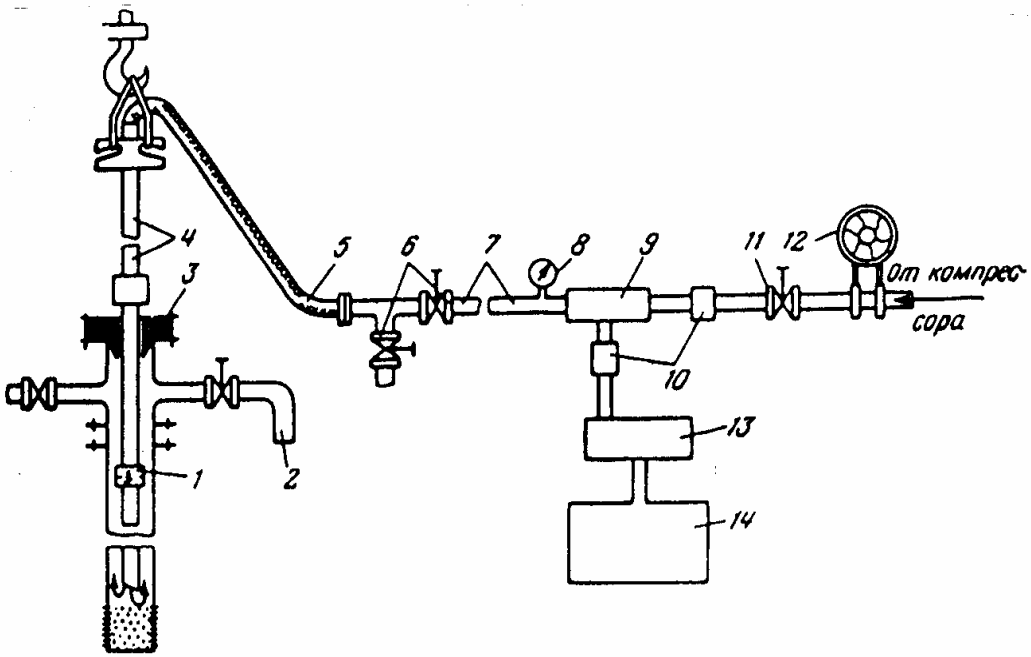


Рисунок 74 — Оборудование скважины при промывке ее аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ

1 — обратный малан; *2* — манифольд; *3* — устьевой сальник; *4* — НКТ; *5* — шланг; *6* — вентили; *7* — манифольд; *8* — манометр; *9* — смеситель-аэратор; *10* — обратные клапаны; *11* — вентиль; *12* — расходомер; *13* — насос; *14* — емкость.

Производительность первоначально целесообразно принять: из условий минимальной подачи насоса (1 передача коробки перемены передач двигателя); из условий размыва песка струей жидкости из насадки.

Для определения необходимого давления следует провести гидравлический расчет промывки.

Способ промывки: 1 — прямая; 2 — обратная; 3 — комбинированная; 4 — непрерывная.

При гидравлическом расчете промывки подлежат определению следующие параметры, которые устанавливают технологические характеристики проведения работ с оценкой требуемого давления и расхода жидкости, а также времени на осуществление процесса.

1. Скорость восходящего потока жидкости должна быть больше скорости падения в ней частичек песка:

$$v_п = v_в - w,$$

где $v_п$ — скорость подъёма песчинок; $v_в$ — скорость восходящего потока жидкости; w — средняя скорость свободного падения песка в жидкости, определяемая в зависимости от диаметра частиц песка.

Диаметр частиц песка, мм	0.3	0.25	0.2	0.1	0.01
w, см/с	3.12	2.53	1.95	0.65	0.007

Обычно принимается, что $v_в = 2w$, тогда $v_п = v_в - (v_в / 2) = v_в / 2$.

2. Общие гидравлическое потери при промывке:

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \text{ м.}$$

Здесь h_1 — потери напора в промывочных трубах:

$$h_1 = \lambda \cdot (H/d) \cdot (V_н^2 / 2g) \cdot \rho_ж, \qquad (1)$$

где H — длина промывочных труб, м; d — внутренний диаметр промывочных труб, м; $V_н$ — скорость нисходящего потока жидкости в трубах, м/с; $\rho_ж$ — плотность жидкости, т/м^3, λ — коэффициент гидравлических сопротивлении (таблица или расчет).

Условный диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
λ	0.040	0.037	0.035	0.034	0.032

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \left[H / (D_в - d_н) \right] \cdot \left(V_в^2 / 2g \right) \cdot \rho_ж, \qquad (2)$$

где φ — коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости песка ($\varphi = 1.12 \div 1.2$); $D_в$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_н$ — наружный диаметр промывочных труб, м.

При определении гидравлических сопротивлении обратной промывки пользуются теми же формулами, только формула (1) используется для восходящего потока, а формула (2) — для нисходящего.

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_ж}{f} \cdot \left[\frac{\rho_п}{\rho_ж} \cdot (1 - \omega / V_в) - 1 \right], \qquad (3)$$

где m — доля пустот между частицами песка, занимаемая жидкостью, $m = 0.3 \div 0.45$; F — площадь сечения обсадной колонны, м^2; l — высота пробки, прошиваемой за один прием ($l = 6$ или 12 м); f -

площадь сечения кольцевого пространства, м^2; $\rho_п$ — плотность песка (для кварцевого песка $\rho_п = (2.65 \div 2.7)$ т/м^3.

h_4 и h_5 — потери, напора, соответственно, для вертлюга и шланга определяются по опытным данным и могут быть приняты следующие (см. ниже).

h_6 — потери напора в наконечнике: насадки диаметром ∅ 10 ÷37 мм, фрезер и др.,

$$h_6 = \left(\rho_ж \cdot Q^2\right) \Big/ \left(2g \cdot \alpha_н \cdot f_н^2\right), \qquad (4)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, г/см^3; Q — подача жидкости, см^3/с; $g = 980$ см/с^2; $\alpha_н = 0.9$ — коэффициент расхода насадки; $f_н$ — сечение насадки, см^2.

3. Время, необходимое для подъема размытой породы на поверхность:

$$T = H / V_п,$$

где $V_п$ — скорость подъема размытой породы.

При промывке нефтью изменения в расчет будут внесены только в определение коэффициента λ:

- при турбулентном режиме — $\lambda = 0{,}3164 \big/ \sqrt[4]{\mathrm{Re}}$;
- при ламинарном режиме — $\lambda = 64/\mathrm{Re}$,

где Re — число Рейнольдса:

- при течении жидкости в трубе — $\mathrm{Re} = (Vd)/v$;
- при течении жидкости в кольцевом пространстве — $\mathrm{Re} = [V \cdot (D - d)]/v$,

где V — скорость течения жидкости, м/с; v — кинематическая вязкость жидкости, м^2/с.

При $\mathrm{Re} < 2320$ — режим движения жидкости ламинарный, $\mathrm{Re} > 2800$ — турбулентный.

8.7. УСТАНОВКИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

При цементировании скважин, кроме насосных установок применяется различное оборудование: смесительные агрегаты и машины 2АУМ, ОСБ-2-30, УС-4, УС6-30, УС5-30, 1СМР-20, УЦП, цементировочные головки (ГУЦ, ГЦК), цементировочная, арматура.

Смесительные установки предназначены для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей, песка и др.), регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов и других песчано-жидкостных смесей при цементировании нефтяных и газовых скважин и гидравлическом разрыве пластов.

Установка смесительная УС6-30 (рисунок 75) предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Она состоит из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозировочных винтовых конвейеров, смесительного устройства, системы управления и вспомогательного оборудования.

Технические характеристики установок

Таблица 18

Показатели	УС6-30	УС5-30
Монтажная база	КрАЗ-250	КрАЗ-250
Максимальная производительность при приготовлении тампонажного раствора (плотность 1850 кг/м^3), дм^3/с	27	30
Плотность приготавливаемого раствора, кг/м^3	1300 ÷ 2400	1300 ÷ 2400
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40	60
Число бункеров	1	2
Максимальная масса транспортируемого материала, т	11	8
Максимальная производительность по сухому тампонажному материалу, т/ч:		
система загрузки	15	15 ÷ 30
система выгрузки	132	132
Вместимость бункера, м^3	14.5	4×2
Тип смесительного устройства	Гидровакуумный	Гидроструйный
Габариты установки, мм	8920×2500×3430	9500×2500×3150
Масса установки, кг	12750	12700

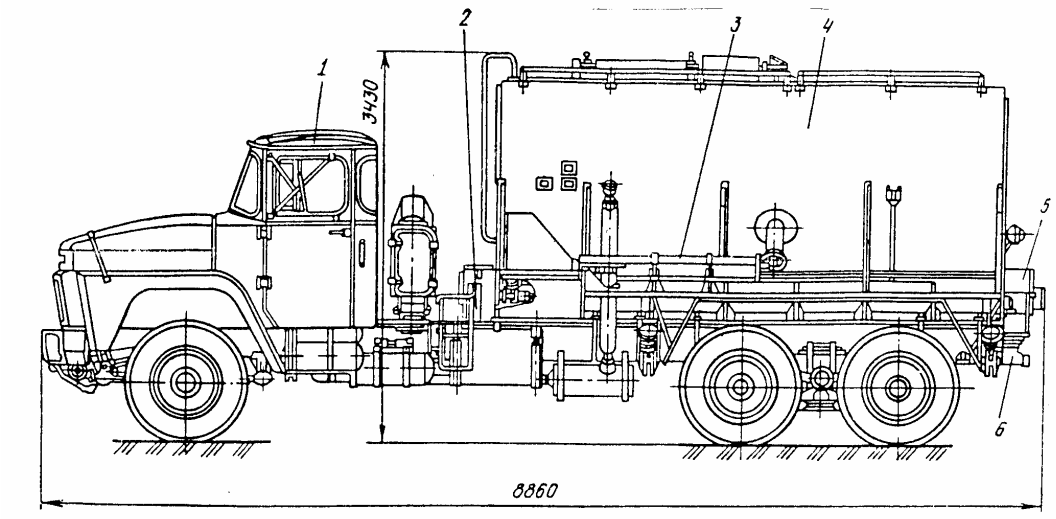


Рисунок 75 — Смесительная установка УС6-30

1 — шасси автомобиля КрАЗ-250; *2* — коробка отбора мощности; *3* — загрузочный и дозировочный винтовые конвейеры; *4* — бункер; *5* — система управления; *6* — смесительная устройство.

Загрузка и выгрузка сыпучего материала механическая, с помощью дозирующих винтовых конвейеров. Привод винтовых конвейеров - от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы.

Установка смесительная УС5-30 состоит из двух вертикальных цилиндроконических бункеров с аэроднищем, смесительного устройства, ротационного компрессора, трубопроводной обвязки, массомера,

пневматической системы загрузки и выгрузки тампонажного материала, продуктопровода, системы управления, сепаратора, приемной воронки и вспомогательных рукавов.

Загрузка установки осуществляется вакуумным способом с применением того же компрессора или гравитационным способом - через верхние люки бункеров.

Система выгрузки сыпучего материала пневматическая.

Установка цементировочная передвижная УЦП предназначена, для нагнетания различных неагрессивных жидких сред при цементировании скважин в процессе капитального ремонта.

Цементировочные головки предназначены для обвязки устья скважин. Выпускают их под шифрами ГУЦ и ГЦК. Различаются они конструкцией, размерами и эксплуатационной характеристикой и позволяют применять только одну верхнюю разделительную цементировочную пробку типа ПВЦ.

Техническая характеристика установки УЦП:

Монтажная база	шасси автомобиля повышенной проходимости КамАЗ-43101
Наибольшее давление нагнетания, МПа	23
Наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	25, 35
Диаметр условного прохода трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Вместимость мерного бака, $м^3$, не менее	5
Насос водоподающего блока:	
наибольшее давление, МПа	1.54
наибольшая подача, $дм^3/с$	10
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	8600
ширина	2500
высота	3600
Полная масса, кг	15205

Головки ГУЦ (рисунок 76) поставляют с кранами высокого давления (цементировочную пробку вставляют в нее заблаговременно, что исключает необходимость ее разборки в процессе цементирования), а головки ГЦК (рисунок 77) — без кранов (цементировочную пробку в нее вставляют после закачки цементного раствора).

Цементировочная арматура, устанавливаемая на устье скважины, предназначена для герметичного соединения НКТ с обсадной колонной, продавки в пласт цементного раствора, нагнетания жидкости при прямой и обратной промывках скважин.

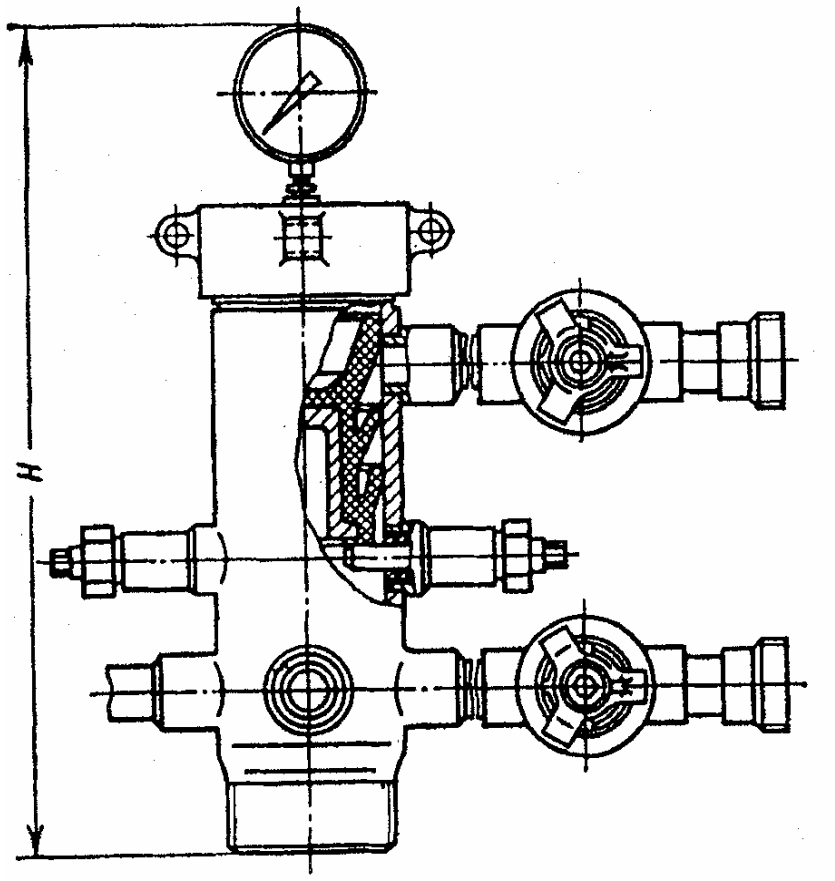


Рисунок76 — Головка цементировочная ГУЦ

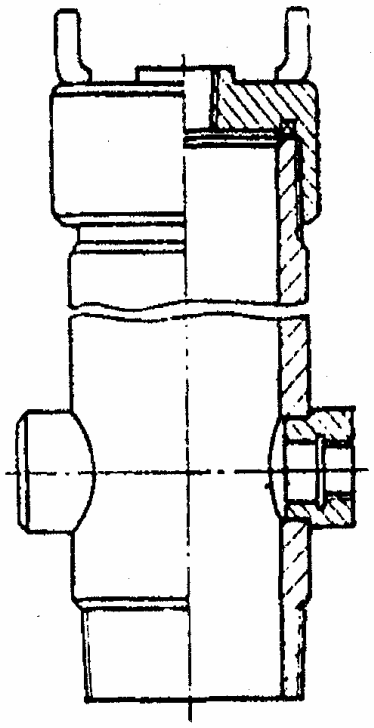


Рисунок77 — Головка цементировочная ГЦК

8.8. ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ И ПРЕВЕНТОРЫ

Противовыбросовое оборудование (ОП) предназначено для герметизации устья строящихся и ремонтируемых скважин с находящейся в ней колонной труб или при её отсутствии, при проворачивании, расхаживании колонны труб между замковыми и муфтовыми соединениями. Противовыбросовое оборудование позволяет производить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт.

Основные параметры ОП и его составных частей должны соответствовать ГОСТУ 13862-90.

Технические характеристики	ОП1-180×35	ОП1-180×35К2
Условный проход стволовой части, мм	180	180
Рабочее давление, МПа	35	35
Условный диаметр труб, уплотняемых плашками превентора, мм	60 ÷ 127	60 ÷ 114
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	6 ÷ 10	6 ÷ 10
Масса полного комплекта, кг	12950	—
Тип манифольда	МПБ2-80×3	МПБ2-80×7035К2

Превенторы типа ППГ и ППМ (рисунок 78) обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье, подвешивание колонны на плашки и удержание колонны плашками от выброса под действием скважинного давления.

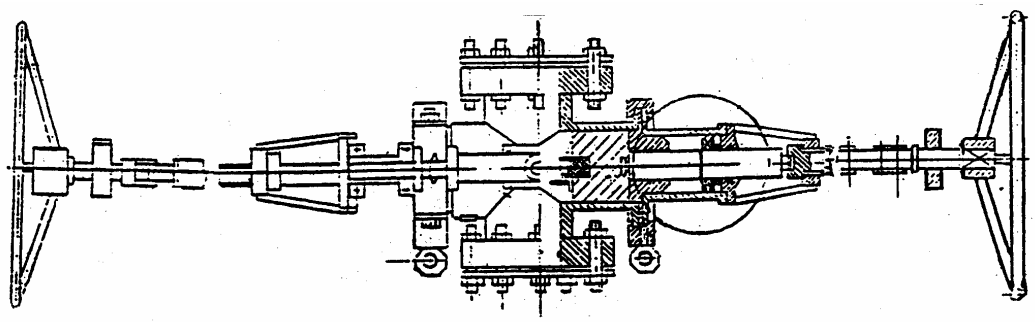


Рисунок 78 — Превентор ППМ

Основные узлы и детали превентора — корпус, крышки корпуса с гидроцилиндрами и плашки.

Для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин выпускаются превенторы следующих типов:

- ППГ-150×21 с гидравлическим зажимом плашек и механическим поджимом;
- ППМ-150×21 с механическим зажимом плашек.

Технические характеристики:	ППГ-150×2	ППМ-150×21
Диаметр проходного отверстия, мм	150	150
Рабочее давление, МПа (кГс/см^2)	21 (210)	21 (210)
Максимальное давление в рабочих камерах приводных цилиндров, МП	10	—

Диаметр уплотняемых труб	50; 60,3; 63,5; 73; 89	
	глухая плашка позволяет перекрывать скважину при отсутствии в ней трубы	
Пробное давление, МПа (кГс/см^2)	42 (420)	42 (420)
Рабочая среда	нефть, газ, газоконденсат, вода, буровой раствор и их смеси	
Масса, кг	540	470

Превентор плашечный штанговый ППШ-62×21 (рисунок 79) применяется при ремонте нефтяных скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами. Превентор ППШ предназначен для герметизации штанг при аварийных работах.

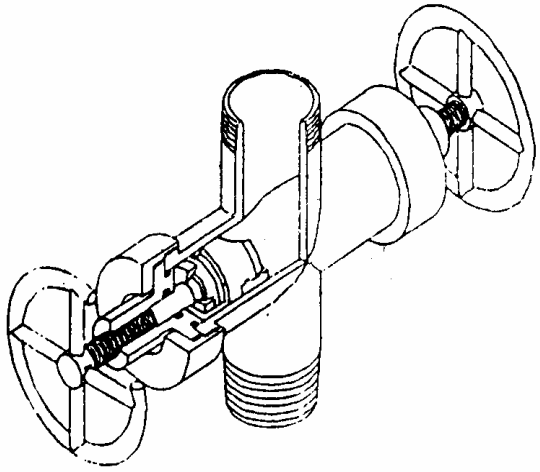


Рисунок 79 — Превентор плашечный штанговый ППШ-62×21

Техническая характеристика ППШ-62×21:

Диаметр проходки, мм	62
Рабочее давление, МПа (кГс/см^2)	21 (210)
Диаметр герметизируемых штанг при смене уплотнителей, мм	16, 19, 22, 25
Привод плашек	ручной
Рабочая среда	нефть, газ, газоконденсат, вода
Температура рабочей среды и окружающего воздуха (градусы Цельсия)	от -10 до +100 °С
Масса, кг	32

9. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Система оборудования для поддержания пластового давления (ППД) состоит в общем случае из участков водозабора, магистрали подвода воды (с трубопроводом большого диаметра и насосными станциями первого, второго и, если требуется, третьего водоподъема), очистных сооружений подготовки воды к закачке ее в нефтяной пласт, кустовых насосных станций высокого давления на территории промысла, разводящих трубопроводов с водораспределительными гребёнками, от которых вода идет к нагнетательным скважинам.

Скважины оснащены устьевой арматурой по типу фонтанной, насосно-компрессорной колонной труб и часто пакером, предохраняющим основную часть обсадной колонны скважины от действия высокого давления закачиваемой воды.

Плавучие насосные станции применяются при заборе воды из водоемов (реки, озера, моря). При извлечении воды из водоносных пластов скважинами применяется сифонная система (динамический уровень жидкости в скважине до 4 м).

Сифонная система вакуум - котлы, в которых создается разряжение в (0.04 ÷ 0.047) МПа. Вакуум поддерживается вакуум-насосами с подачей 0.03 $м^3/с$ и наибольшим разряжением в 0.086 МПа. Вода из скважины поступает в вакуум-котлы самотеком и далее отбирается поверхностными насосами. Такая система применяется на Туймазинском и Ромашкинском месторождениях. Это на 20 ÷ 30 % дешевле, чем извлечение воды из скважин насосами.

При более низких динамических уровнях жидкости (4 м и более уровня приема поверхностного насоса) применяются погружные скважинные насосы. По типу привода они подразделяются на: насосы с вертикальным приводным валом и электродвигателем на поверхности (типа АТН); насосы с погружным электродвигателем.

АТН — артезианские турбинные насосные установки применяют для откачки воды из скважины с динамическим уровнем до 100 м. Они обеспечивают подачу 30 ÷ 370 $м^3/ч$ и напор от 20 до 115 м. Мощность двигателя насосов АТН от 7 до 55 кВт.

Основными типами скважинных насосов с погружными электродвигателями являются — АП; АПВ (артезианский, погружной, высоконапорный), ЭЦНВ (электрический, центробежный, водоподъемный), ЭПЛ (электрический, погружной, лопастной).

Насосы ЭЦНВ обеспечивают: подачу от 2 до 360 $м^3/ч$, напор 25 ÷ 360 м. Мощность двигателя насосов ЭЦНВ от 0.37 до 500 кВт. В обозначении насоса ЭЦНВ-10-120-60: 10 — диаметр скважины в дюймах, 120 — подача в $м^3/ч$ и 60 — напор в метрах водяного столба.

В системе ППД широко применяются центробежные насосы типа ЦНС, агрегаты электронасосные скважинные типа УЭЦПК, в состав которых входят погружные центробежные насосы, перспективно использование плунжерных насосов, имеющих жесткую напорную характеристику.

На нефтепромыслах применяют следующие центробежные насосы секционные: ЦНС630-1700, НЦС-300; агрегаты электронасосные многоступенчатые ЦНС180-1900М, ЦНС180-1422, ЦНС180-1050; ЦНС180-1900М, ЦНС180-1422М, ЦНС180-1050М; ЦНС180-85 ÷ 425; насосный агрегат ЦНСА63-1400УХЛ4 и другие.

Центробежные насосы типа ЦНС180 (высоконапорные) предназначены для нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления. Конструкция насосов типа ЦНС180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе трех-модификаций с давлением нагнетания 9.5 ÷ 19 МПа.

Центробежные насосы типа ЦНС180 допускают изменение рабочей характеристики посредством уменьшения числа ступеней (не более 2) с установкой проставочных втулок, без изменения привязочных размеров, с обязательной динамической балансировкой ротора.

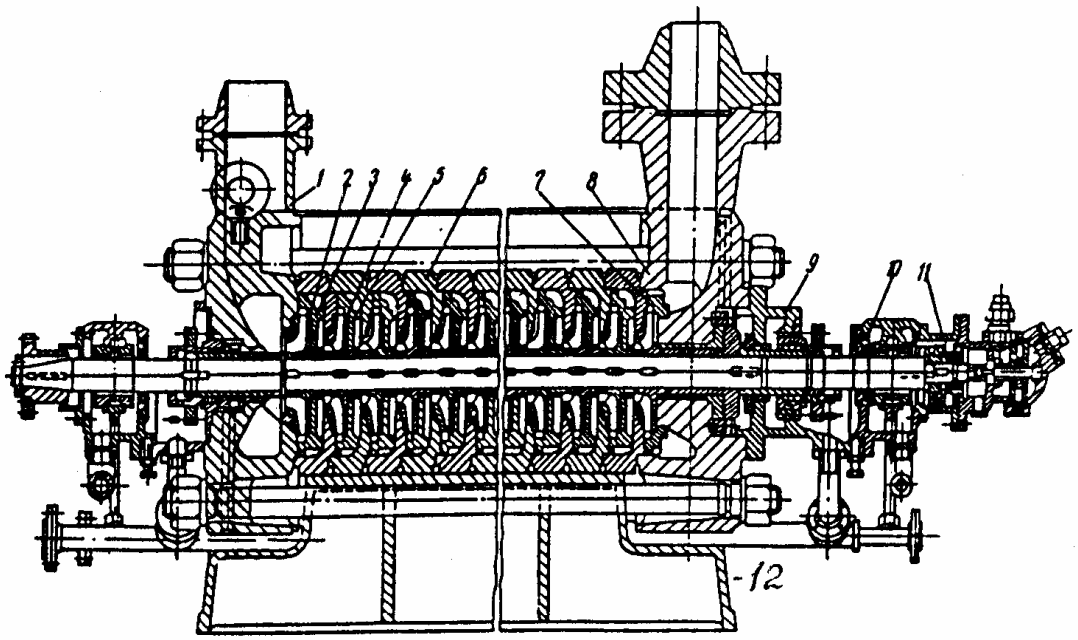


Рисунок 80 — Центробежный насос ЦНС 180-1900

1 — крышка всасывания; *2* — рабочее колесо 1 ступени; *3* — направляющий аппарат 1 ступени; *4* — рабочее колесо промежуточной ступени; *5* — направляющий аппарат промежуточной ступени; *6* — секция; *7* — направляющий аппарат промежуточной ступени; *8* — крышка напорная; *9* — концевое уплотнение; *10* — подшипник скольжения; *11* — отжимное устройство; *12* — плита.

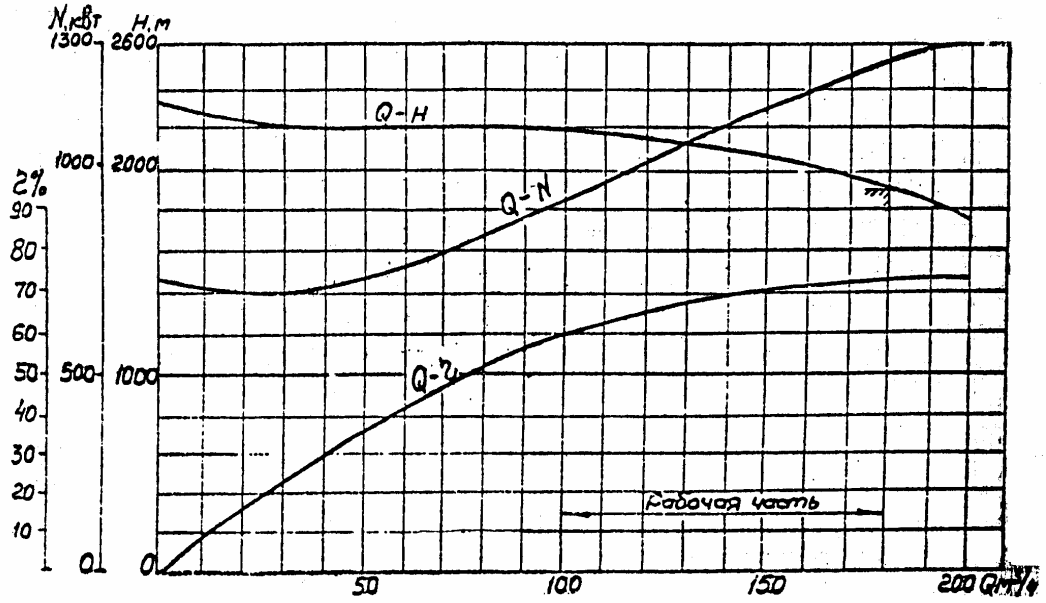


Рисунок 81 — Характеристика агрегата ЦНС 180-1900

*Зависимости Q-H, Q-η, Q-N указаны для насоса при плотности жидкости 1000 кг/м^3

Технические характеристики ЦНС

Таблица 19

Показатели	Центробежный насосный агрегат		
	ЦНС180-1050	ЦНС180-1422	ЦНС180-1900
Подача, $м^3/с$	0.05	0.05	0.05
Напор, м	1050	1422	1900
Допускаемое давление на входе, МПа	0.6 ÷ 3.1	0.6 ÷ 3.1	0.6 ÷ 3.1
КПД, %	73	73	73
Частота вращения (синхронная), $мин^{-1}$	3000	3000	3000
Потребляемая мощность на номинальном режиме, кВт	710	960	1280
Насос:			
Число секций	8	11	15
Диаметр рабочих колес, мм	308	308	308
Габаритные размеры, мм:			
Длина	2263	2640	3022
Ширина	1396	1510	1430
Высота	1434	1510	1505
Масса, кг	3500	4000	4860
Электродвигатель:			
Мощность, кВт	800	1200	1600
Напряжение, В	6000	6000	6000
Частота вращения, $мин^{-1}$	3000	3000	3000

Насосы типа ЦНС180 — центробежные секционные, горизонтальные, однокорпусные с односторонним расположением рабочих колес, с гидравлической пятой, подшипниками скольжения и концевыми уплотнениями комбинированного типа (щелевое и сальниковое уплотнения).

Насосы этого типа состоят из двух основных узлов: корпуса — совокупности неподвижных деталей, и ротора — вращающегося вала с расположенными на нем деталями.

Ротор насоса состоит из рабочих колес, посаженных на вал по скользящей посадке, разгрузочного диска, защитных втулок и других деталей.

Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой, а для насоса ЦНС180-1050 — с кольцевой смазкой.

Насос соединяется с электродвигателем посредством зубчатой муфты.

Отечественной промышленностью освоен выпуск трехплунжерного насоа типа НП-3-160 и агрегата, электронасосного трехплунжерного типа АНТ-150.

Насос трехплунжерный НП-3-160 (рисунок 82) предназначен для нагнетания воды и растворов в пласт в системах поддержания пластового давления, а также для подачи рабочей жидкости при добыче нефти гидропоршневыми и струйными насосами.

Техническая характеристика насоса НП-3-160:

Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа	1 6
Максимальная подача насоса, дм^3/с	2.5
Необходимое давление на приеме насоса, МПа	0.05 ÷ 0.10
Диаметр плунжера, мм	56
Ход плунжера, мм	60
Количество плунжеров, шт	3
Число оборотов вала насоса, об/мин	370
Номинальная мощность электродвигателя, кВт/об/мин	45/750
Передаточное отношение редуктора	2
Габаритных размеры, мм:	
длина L	2210
ширина B	1530
высота H	1130

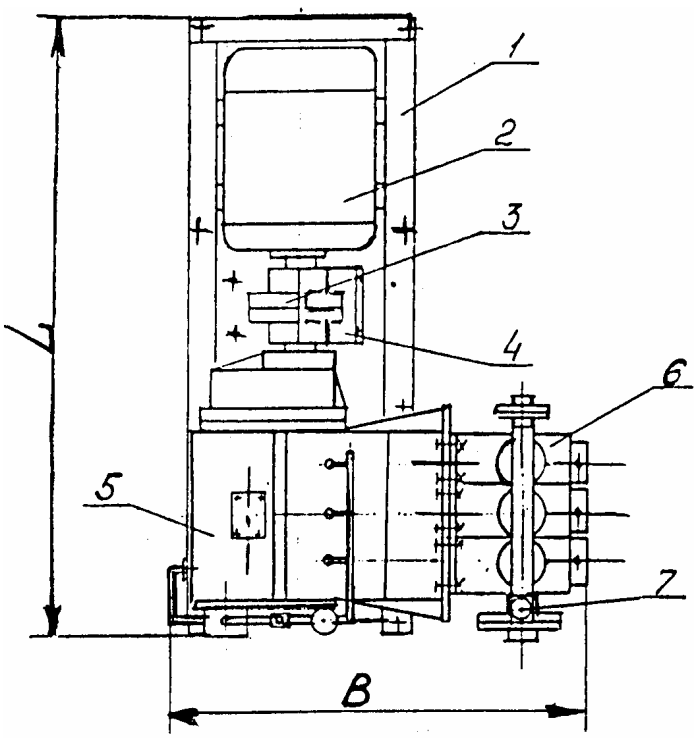


Рисунок 82 — Насос трехплунжерный НП-3-160

1 — рама; *2* — электродвигатель; *3* — муфта; *4* — защитный кожух; *5* — приводная часть; *6* — гидравлическая часть; *7* — клапан предохранительный.

Для обслуживания куста скважин обычно строят блочные кустовые насосные станции (БКНС), технологическая типовая система которой включает: насосные блоки, блок дренажных насосов, блок напорных гребенок, резервуар сточных вод, трансформаторную комплектную подстанцию и блок управления. Они имеют от 1 до 4 насосных блоков с насосами ЦНС-180, 1 или 2 блока гребенки, обеспечивают подачу от 180 до 720 м^3/ч и давление нагнетания 10.5; 14.22 и 19.0 МПа.

Мощность одного двигателя составляет: 800; 1250; 1600 и 4000 кВт.

Блочная кустовая насосная станция — мини-КНС предназначена для обустройства и реконструкции системы ППД с целью экономии энергетических и материальных ресурсов и может быть изготовлена в трех исполнениях. Каждое исполнение станции комплектуется двумя насосными блоками и блоком управления.

Исполнение I — для схемы централизованного водоснабжения. Насосные блоки комплектуются насосными агрегатами, водораспределительной гребенкой, модулем сбора и утилизации утечек сальников и модулем ввода ингибитора коррозии. Блок управления комплектуется щитами НКУ и автоматизации. Экономия энергоресурсов достигается за счет оптимизации системы электроснабжения и регулирования графика нагрузок в течении суток.

Исполнение II — для схем локального водоснабжения (подготовка сеноманской воды для ее закачки в пласт). Насосные блоки комплектуются по исполнению I с добавлением модуля сепарации воды. При данном исполнении мини-КНС экономический эффект достигается за счет экономии на прокладке низконапорных и высоконапорных водоводов. Одновременно реализуется преимущество первого исполнения.

Исполнение III — для схем с предварительным сбросом воды из добываемого на кусте скважин продукта и оборудованием для отделения воды от нефти и подготовки ее для закачки в нефтяной пласт. Насосные блоки комплектуются по исполнению I с добавлением модуля дегазации воды. Эта схема, дает особенно значительный эффект при увеличении обводненности продукции скважин за счет снижения встречной перекачки воды.

Техническая характеристика мини-КНС:

Производительность, $м^3$/сут	200 ÷ 1200
Давление нагнетания, МПа	16
Установленная мощность, кВт	165 ÷ 560
Температура окружающего воздуха, °С	-55 ÷ +45
Температура в насосных блоках, °С, не ниже	+5
Температура в блоке управления, °С, не ниже	+18

Станция блочная кустовая насосная малой производительности МБКНС предназначена для ППД системы заводнения нефтяных пластов месторождений с ограниченной приемистостью скважин и высоким пластовым давлением.

Техническая характеристика:

Производительность МБКНС, $м^3$/сут:	
минимальная	200
максимальная	1600
Давление нагнетания, МПа:	
минимальное	12.5
максимальное	20
Давление на входе, МПа	от 0.4 до 1.6
Напряжение питания электродвигателей МБКНС, В	380

Потреоляемая мощность, кВт:

минимальная	300
максимальная	750

Кроме блочных унифицированных наносных станций БКНС с насосами ЦНС-180 выпускаются специальные блочно-кустовые насосные станции «Север» (СБКНС4-150 и СБКНС2-200) с целью проведения работ по ППД в условиях Крайнего Севера.

Блок напорной гребенки БГ-1 на кустовых насосных станциях предназначен для распределения, измерения расхода и давления технологической воды, подаваемой на скважины системой ППД.

Устьевая арматура (рисунок 83) предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по улучшению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки. Основные части арматуры — трубная головка и «ёлка».

Трубная головка предназначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны насосно-компрессорных труб и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения.

«Елка» служит для закачки жидкости через колонну насосно-компрессорных труб и состоит из стволовых задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

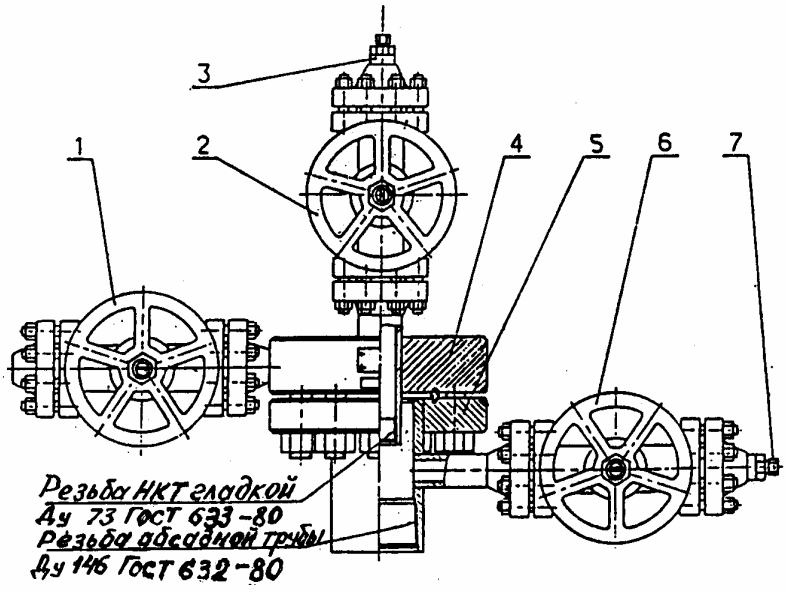


Рисунок 83 — Арматура устьевая нагнетательная АУН 50-21

1, *2*, *6* — задвижка ЗМС 65-21; *3*, *7* — контрольное устройство; *4* — головка; *5* — колонный фланец.

Для оборудования устья нагнетательных скважин применяется арматура АНК1-65×21, АНК1-65×35, АУН50-21 и др.

Установки погружных центробежных электронасосов типа УЭЦП и УЭЦПК (таблица 19) предназначены для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления и добычи пластовых вод с подачей на кустовые наносные станции при содержании в жидкости механических примесей не более 0.1 г/л, с pH = 5.4 ÷ 9 и температурой не выше 60°С.

Таблица 20

Установки	Подача, $м^3$/сут	Напор, м	Наименьший диаметр обсадных колонны	Размеры электронасоса, мм		Масса, кг	
				р е ч	л и н	р о н	о л о
У2ЭЦП14-1000-1200	1000	1200	359	320	8620	2726	11060
У2ЭЦП16-2000-1400	2000	1360	396	375	9133	4325	14900
У2ЭЦПК16-2000-1400	2000	1360	396	375	9077	2503	14401
У2ЭЦПК16-3000-1000	3000	930	396	375	7207	3446	13318
У2ЭЦПК16-3000-160	3000	160	396	360	10975	1020	3012
У2ЭЦПК16-2000-200	2000	200	396	360	11170	1185	3332

Установка (рисунок 84) состоит из погружного электронасоса (насос и электродвигатель), кабеля, оборудования устья скважины, трансформатора и комплектного устройства для управления и защиты электродвигателя.

Электронасосный агрегат спускают в скважину (или шурф) и подвешивают на ее устье. Жидкость подается насосом по нагнетательным водоводам в группу нагнетательных скважин или на кустовые насосные станции.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата установки подразделяются на две группы — 14 и 16.

Установки группы 14 имеют поперечный размер погружного агрегата 320 мм и применяются в шурфах с внутренним диаметром обсадной колонны (кожуха) не менее 359 мм; установки группы 16 имеют поперечный размер 375 мм и используются в скважинах или шурфах с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 396 мм.

В зависимости от развиваемого напора насосы делятся на высоконапорные, состоящие из двух или трех секций, и низконапорные — из одной секции с тремя или пятью ступенями, для добычи пластовых вод.

Высоконапорный насос — погружной многоступенчатый, секционный с вертикальным расположением вала.

Соединение секций высоконапорных насосов типа ЭЦП — фланцевое, типа ЭЦПК — хомутовое.

Из зарубежного оборудования для закачивания пластовой воды можно отметить высокоэффективную горизонтальную насосную установку компании «Рэда», которая позволяет перекачивать свыше 4000 $м^3$ воды в сутки под высоким давлением. В последние годы всё чаще для ППД пытаются применить высоконапорные плунжерные насосы типа PCN и PAH чехословацкого производства, а также трехплунжерные электронасосные агрегаты типа АНТ, выпускаемые совместным предприятием «УИТЛИ-УРАЛ» на Буланашском машзаводе.

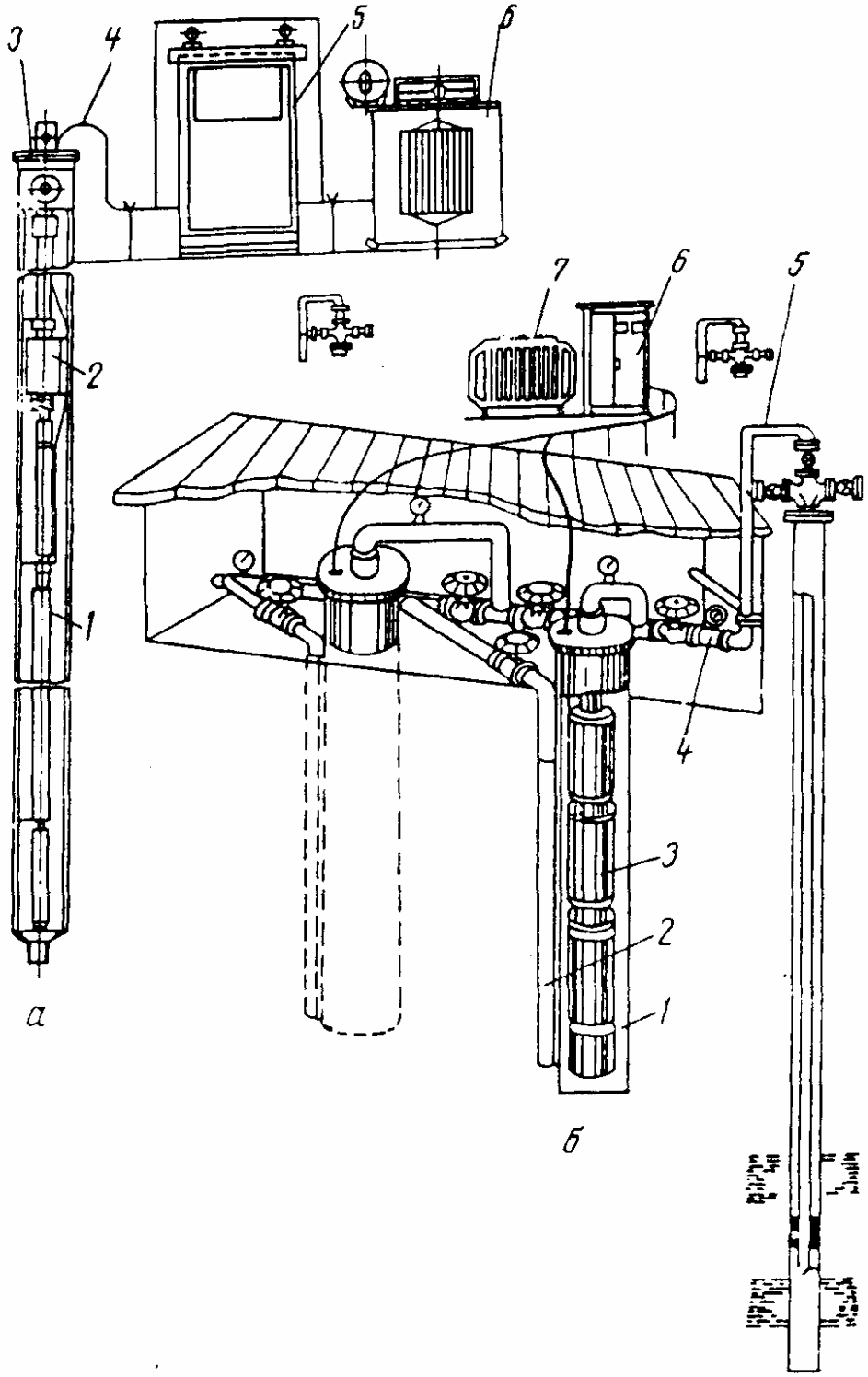


Рисунок 84 — Установки погружного центробежного электронасоса *а* — для добычи пластовых вод: *1* — погружной электродвигатель; *2* — погружной насос; *3* — оборудование устья скважины; *4* — силовой кабель;

5 комплектное устройство; *6* — трансформатор; *б* — для закачки воды: *1* — шурф; *2* — разводящий водовод; *3* — электронасосный погружной агрегат; *4* — силовой кабель; *5* — нагнетательный водовод; *6* — комплектное устройство; *7* — трансформатор.

10. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Для увеличения и восстановления производительности и приемистости скважин применяют оборудование, позволяющее воздействовать на пласт тепловыми, механическими и химическими методами.

10.1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Тепловое воздействие на призабойную зону предотвращает образование парафинистых и смолистых отложений в поровом пространстве пласта и способствует увеличению текущей и суммарной добычи нефти. Прогрев зоны удлиняет межремонтный период эксплуатации скважины, так как повышается температура нефти и снижается ее вязкость, уменьшается количество парафина, отлагающегося на стенках подъёмных труб и в выкидных линиях.

Призабойную зону скважины прогревают следующими способами: нагнетанием в пласт на некоторую глубину теплоносителя — насыщенного или перегретого пара, растворителя, горячей воды или нефти; спуском на забой (в фильтровую зону) нагревателя-электропечи или погружной газовой горелки.

Обработка паром. При этом способе теплоноситель — пар получают от полустационарных котельных и передвижных котельных установок ППГУ-4/120 М, «Такума» KSK, а также парогенераторных установок типа УПГ и ППУА. Если давление нагнетания до 4 МПа, то используют паровые котельные общего типа ДКВР-10/39 и скважинное оборудование (устьевое и внутрискважинное). Устье оборудуют арматурой типа АП, лубрикатором типа ЛП 50-150 и колонной головкой ГКС.

Парогенераторные установки УПГ-60/16М, УПГ-50/6М (рисунок 85) предназначены для паротеплового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

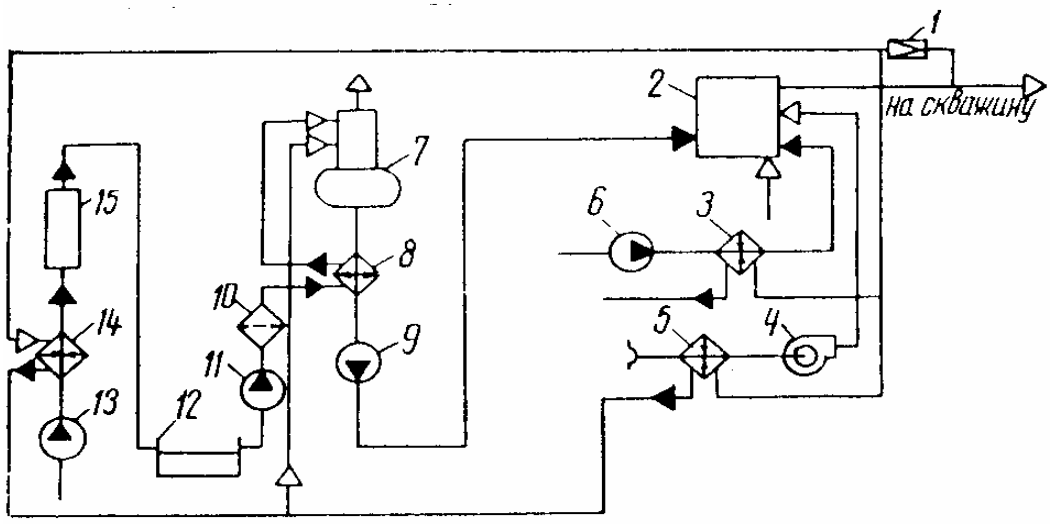


Рисунок 85 — Принципиальная схема парогенераторной установки УПГ-50/6М

1 — дроссельное устройство; *2* — парогенератор; *3* — подогреватель топлива; *4* — дутьевой вентилятор; *5* — подогреватель воздуха; *6* — топливный насос; *7* — деаэратор; *8* — охладитель деаэрированной воды; *9* — электронасосный агрегат; *10* — сульфоугольный фильтр; *11* — насос химочищенной воды; *12* — бак химочищенной воды; *13* — насос исходной воды; *14* — подогреватель исходной воды; *15* — фильтр химводоочистки.

Техническая характеристика:	УПГ-60/16М	УПГ-50/6М

Производительность по пару, т/ч	60	50
Теплопроизводительность, Гкал/ч	34.4	25.4
Номинальное давление, МПа	16.0	6.0
Установленная электрическая мощность, кВт	1528.0	1294.0
Температура обработанных газов, °С	320	343
КПД установки, %	80.0	83.9
Вид топлива	газ	газ, нефть

Парогенераторная установка ППУА-1600/100 (рисунок 86) состоит из цистерны для воды *1*, емкости для топлива *2*, парогенератора *3*, питательного насоса *4*, вентилятора высокого давления *5*, топливного насоса *7*, привода установки *8*, приборов *6* и трубопроводов *9*.

Техническая характеристика:

Производительность по пару, т/ч	16
Давление пара, МПа	9.81
Температура пара, °С	310
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0.94
Масса установки без заправки водой и топливом, кг	15350
Вместимость цистерны, $м^3$	5.2

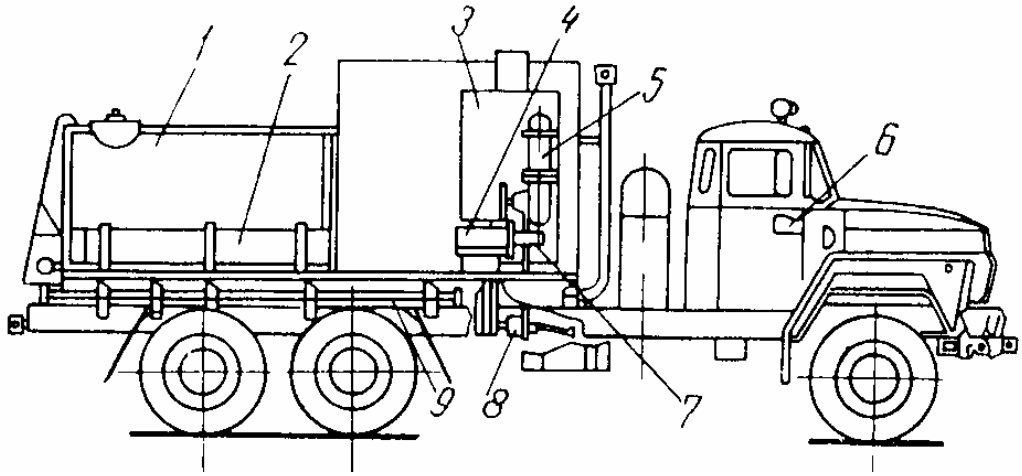


Рисунок 86 — Парогенераторная установка ППУА-1600/100

Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50×16У1 (рисунок 87) предназначена для герметизации устья скважин при паротепловом воздействии на пласт.

Арматура состоит из устьевого сальника *1*, предназначенного для компенсации теплового расширения *4* (удлинения) колонны НКТ, задвижки *2* и устьевого шарнирного устройства *3*. Шарнирное устройство обеспечивает компенсацию термических удлинений эксплуатационной колонны и паропровода от парогенератора к скважине.

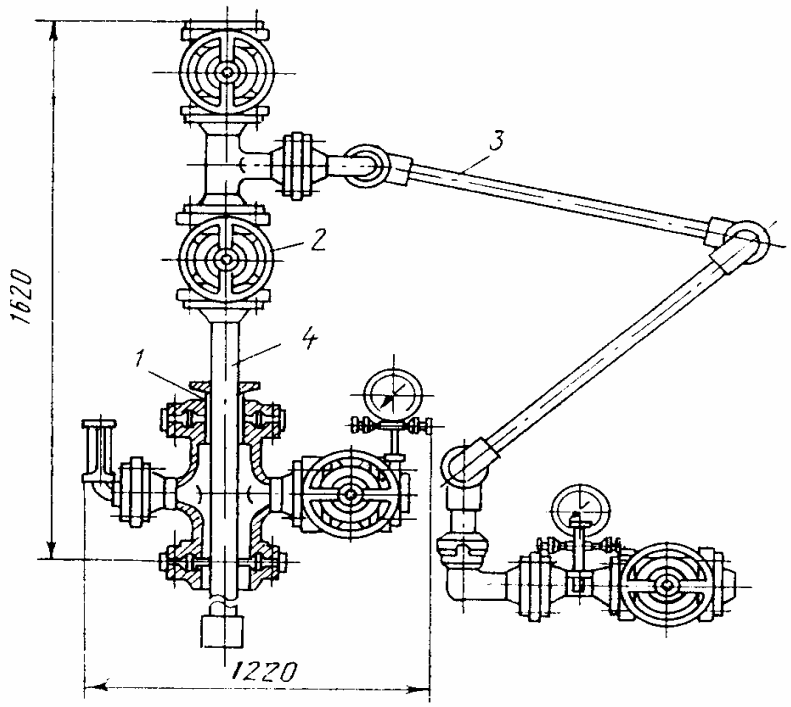


Рисунок 87 — Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50×16У1

1 — устьевой сальник; *2* — задвижка; *3* — устьевое шарнирное устройство; *4* — специальная труба.

Техническая характеристика:

Тип арматуры	АП-65/210	АП-65/50×16У1
Рабочее давление, МПа	15	16
Максимальная температура, °С	320	345
Условный проход, мм	65	65

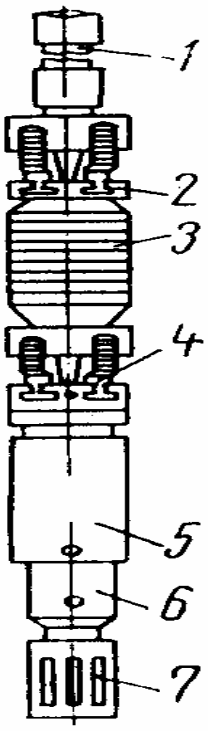


Рисунок 88 — Термостойкий пакер

1 — переводник; *2* — верхний шлипсовый узел; *3* — уплотитель; *4* — нижний шлипсовый узел; *5* — гидроцилиндр; *6* — клапанный узел; *7* — фильтр.

Термостойкие пакеры ПВ-ЯГМ-Г-122-140, ПВ-ЯГМ-7-140-140, предназначены для герметизации ствола скважины при нагнетании теплоносителя, в том числе для разобщения затрубного пространства в скважине от закачиваемого пара в пласт. Последнее исключает необходимость в спуске дополнительной изолирующей колонны.

Технические характеристики:

Тип пакеров	ПВ-ЯГМ-Г-122-140	ПВ-ЯГМ-Г-140-140
Диаметр обсадных труб, мм	146	146
Максимальный перепад давлений, МПа	14.0	14.0
Максимальная температура, °С	325	325
Условный диаметр обсадных труб, мм	146	168
Давление при посадке пакера, МПа	20	20
Диаметр пакера, мм	122	140
Длина пакера, мм	1690	2370

Электротепловая обработка. Этот способ проще и дешевле, чем предыдущий. Температуру в призабойной зоне обычно повышают глубинными электронагревателями (рисунок 89). Для прогрева больших зон пласта в пласт закачивают пар с тепературой до 300 °С или горячую воду с температурой около 200 °С. Для поддержания пластового давления используют горячую воду с температурой, близкой к пластовой (60 ÷ 100 °С).

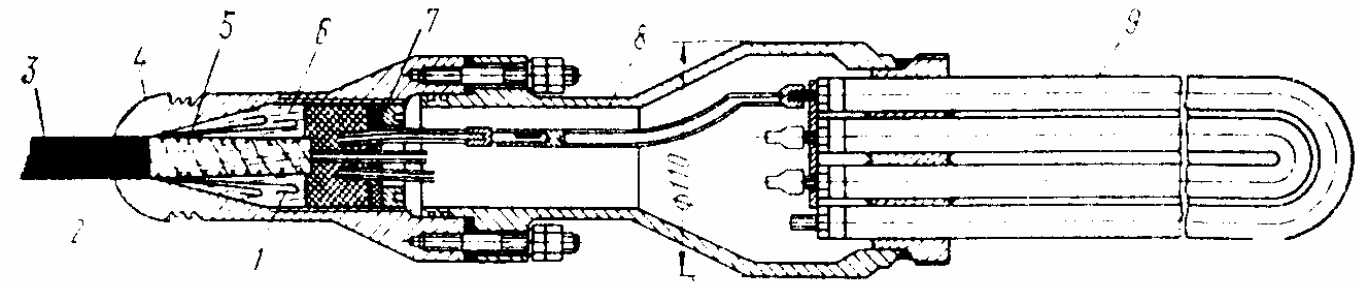


Рисунок 89 — Глубинный электронагреватель

1 — крепление кабель-троса; *2* — проволочный бандаж; *3* — кабель-трос КТГН-10; *4* — головка электронагревателя; *5* — асбестовый шнур; *6* — свинцовая заливка; *7* — нажимная гайка; *8* — клеммная полость;

9 — нагревательный элемент.

Для прогрева призабойной зоны выпускается самоходная установка электропрогрева скважен (СУЭПС). Установки СУЭПС рассчитаны на глубину спуска нагревателя до 1200 и 1500 м. Мощность нагревателей 10.5; 21 и 25 кВт. Установка состоит из нагревателя, спускаемого в скважину на кабель-тросе. На устье кабель закрепляется зажимом. На поверхности имеется автотрансформатор для повышения напряжения и станция управления для включения и отключения нагревателя, защиты оборудования при номинальных или аварийных режимах (коротком замыкании, работе на двух или одной фазах, работе без нагрузки и т.д.) и для регистрации величины напряжения, силы тока и температуры нагрева полости скважины у нагревателя.

Нагреватель состоит из трех трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН). ТЭН представляет собой стальную трубку, внутри которой спираль из нихромовои проволоки расположена в кварцевом песке или плавленной окиси магния. Последняя служит изоляцией спирали и являются хорошим теплопередатчиком. Три такие трубки расположены в кожухе и составляют нагреватель.

Кабель-трос имеет три силовые жилы сечением 4 мм^2 и три сигнальные жилы сечением 0.56 мм^2. Разрывное усилие кабеля — 100кН, наружный диаметр — около 18мм.

Автотрансформатор и станция управления взяты от установок глубинных центробежных насосов (ЭЦН). Это оборудование размещается на прицепе автомашины.

Нагреватели электрические скважинные индукционные типа НЭСИ 50-122 выпускаются двух модификаций; НЭСИ 50-122Т и НЭСИ 50-122М. Первый предназначен для тепловой обработки призабойной зоны скважины, а второй — для магнитной обработки скважинной жидкости с целью борьбы с отложениями парафина.

Оба нагревателя предназначены для работы в скважинах с высоковязкой нефтью, оборудованных скважинными штанговыми насосами.

Нагреватель НЭСИ 50-122М (рисунок 90) состоит из сердечника, катушек индуктивности, головки токовода, переводника кожуха, диафрагмы и корпуса.

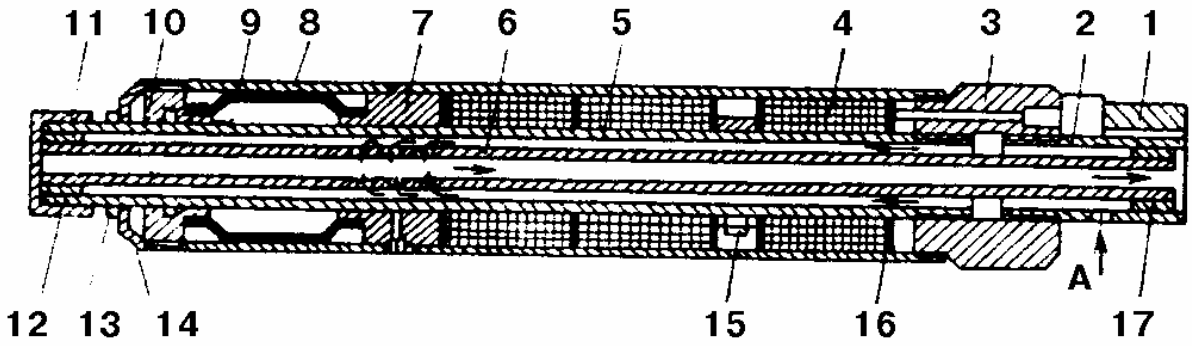


Рисунок 90 — Нагреватель электрический скважинный индукционный НЭСИ50-122М

1 — кабель; *2* — патрубок; *3* — головка токовода; *4* — катушка; *5* — сердечник; *6* — центральная труба; *7* — переводник; *8* — кожух; *9* — диафрагма; *10* — втулка; *11*, *14* — крышка; *12*, *17* — центратор; *13* — гайка;

15 — термореле; *16* — корпус.

Сердечник выполнен из трубы углеродистой стали и присоединяется резьбой к головке токовода. На сердечнике размещены три катушки индуктивности, фазы которых соединены в звезду и имеют три ввода, к которым через выводной кабель и втулку присоединяется вилка силового кабеля.

Нагреватель начинает работать при подаче напряжения по кабелю, при этом на катушке индуктивности в сердечнике и кожухе возникают вихревые токи, которые нагревают кожух и сердечник, а, следовательно, и жидкость протекающую внутри сердечника и омывающую нагреватель снаружи. Трансформаторное масло, находящееся в полости нагревателя, выполняет функцию гидрозащиты, а также является переносчиком тепла от более к менее нагретым частям нагревателя, предотвращая местные перегревы. Диафрагма предназначена для компенсации расширения трансформаторного масла и создания избыточного давления в полости нагревателя.

Нагреватель НЭСИ50-122Т также как НЭСИ50-122М устанавливается ниже скважинного штангового насоса в зоне продуктивного пласта.

Отличительной особенностью нагревателя НЭСИ50-122М является то, что его сердечник изготавливается из немагнитного материала.

Техническая характеристика:

Тип	НЭСИ50-122Т	НЭСИ50-122М
Давление окружающей среды в месте подвески нагревателя, МПа	30	30
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	128	128
Температура нагрева жидкости, °С	90	90
Максимальная мощность, кВт	50	50
Напряжение питания при максимальной мощности, В	1023	549
Частота тока, Гц	50	50
Габаритные размеры, мм:		
диаметр	122	122
длина	5300	5300
Масса, кг	192	192

Забойные электронагревательные системы ЕВНН фирмы «Петротерм» (рисунок 91) обеспечивают электронагрев продуктивной зоны для снижения вязкости пластовой нефти или предупреждения отложений парафина, благодаря этому производительность скважины увеличивается в 2 ÷ 8 раз и более. Стандартные системы пригодны для скважин с начальным дебитом 1 ÷ 50 баррел/сут. Сборка нагревателей закрепляется непосредственно на колонне НКТ. Электроэнергия подается по стальному бронированному кабелю или сплошному стальному проводнику, системы переменного тока напряжением 480 В, мощностью 44 кВт являются стандартными для скважин глубиной до 4000 фут. Модели с более высоким напряжением или мощностью рекомендуются для более глубоких скважин. Оборудование, рассчитанное на меньшую мощность, может работать при напряжении 240 В. В течение всего срока обработки скважина остается в насосной эксплуатации. Выбор конкретной модели зависит исключительно от характеристик продуктивного пласта и скважины.

Характеристики забойных электронагревательных систем ЕВНН (стандартные модели):

Мощность нагревателей, кВт/тыс. ВтV/ч	Дебит скважин до термообработки, баррел/сутки	Сила переменного тока при напряжении 480 В, А	Число фаз
5/17	1 ÷ 5 B/D	11 Amp	1
10/34	5 ÷ 105	21	1
15/51	10 ÷ 20	32	1
22/75	20 ÷ 30	27	3
29/100	30 ÷ 40	36	3
44/150	40 ÷ 50	54	3

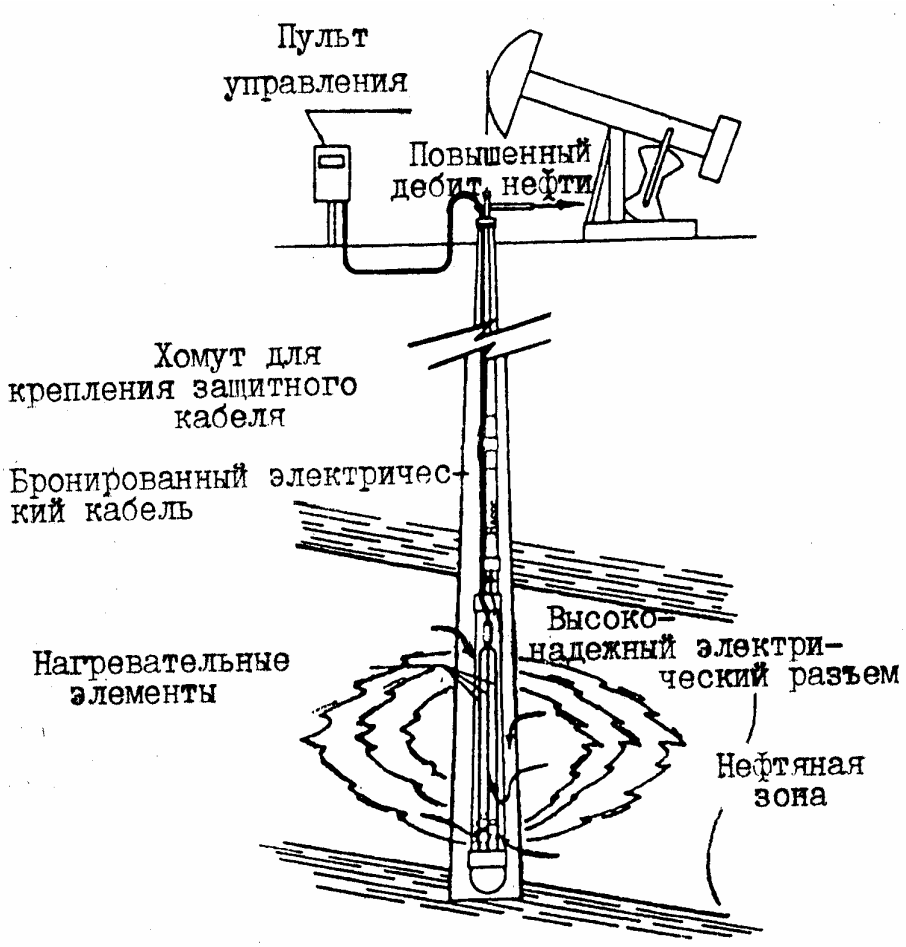


Рисунок 91 — Забойная электронагревательная система ЕВНН

10.2. ОБОРУДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Воздействие на призабойную зону пласта позволяет интенсифицировать добычу нефти и газа за счет увеличения проницаемости призабойной зоны. Выделяют основные методы воздействия: механические, химические и комплексные.

10.2.1. Оборудование для гидроразрыва пласта

В комплекс оборудования для гидроразрыва пласта входят: насосные установки, пескосместительные установки, автоцистерны для транспортирования жидкостей разрыва, арматура устья скважины, пакеры, якори и другое вспомогательное оборудование.

Для гидроразрыва в частности, может быть использовано следующее оборудование:

- Пакеры с опорой на забой: ПМ; ОПМ.
- Пакеры плашечные (без опоры на забой): ПШ; ПС; ПГ.
- Насосные установки (агрегаты): УН1-630-700А; НА-105-1; 2АН-500; 3АН-500 и 4АН-700.
- Пескосместительные установки: 4ПА; УСП-50 (до 9т. песка).
- Блок манифольда: 1БМ-700; 1БМ-700С.
- Арматура устья: 2АУ-700; 2АУ-700СУ.
- Автоцистерны: АЦН-8С-5337; АЦН-14С-65101; АЦ9-5337; АТК-8-65101 и другие вместимостью (6 ÷ 21) $м^3$.

- Насосные установки (агрегаты) 2АН-500, 3АН-500 и 4АН-700 предназначены для закачки рабочих жидкостей: жидкости разрыва, песконосителя и продавочной жидкости.

Тип и число насосных установок определяют по их технической характеристике, исходя из параметров обрабатываемого пласта: глубины залегания, толщины, проницаемости, степени естественной трещиноватости и т.д. Важное условие при этом — максимальное сокращение потребных установок, что упрощает обвязку устья скважины, управление процессом и снижает стоимость работ.

Насосная установка (агрегат) 4АН-700 монтируется на шасси грузового трехосного автомобиля КрАЗ-275Б1А и состоит из силовой установки 9УС-800, коробки передач ЗКПМ, трехплунжерного насоса 4Р-700, манифольда и системы управления.

Характеристика установок 2АН-500, 3АН-500 и 4АН-700 приведена в таблице 21.

Характеристика насосных установок

Таблица 21

Скорость	2АН-500		3АН-500				4АН-700	
	Диаметр сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа
I	5.10	50.8	8.8	50.0	6.3	50.0	9.0	71.9
II	5.92	43.7	12.0	37.0	8.5	36.6	12.3	52.9
III	7.33	35.3	15.8	29.0	12.0	26.0	17.3	37.4
IV	8.92	29.0	20.0	23.0	15.0	20.7	22.0	29.8
V	11.55	22.4	—	—	—	—	—	—
VI	14.95	17.3	—	—	—	—	—	—

Пескосмесительная установка УСП-50 предназначена для транспортирования песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве пластов, а также при гидропескоструйной перфорации. Смонтирована она на шасси автомобиля КрАЗ-257Б1А и состоит из бункера, загрузочного и рабочего шнеков, манифольда, поста управления, гидросистемы управления шнеками и мешалки.

Ниже приведена техническая характеристика установки УСП-50.

Максимальная подача, $м^3$/мин — 3.6

Подача, т/мин — 0.3

Вместимость бункера, $м^3$ — 6.83

Наибольшее давление, МПа — 0.2

Блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину в районах с умеренным климатом (1БМ-700) и с умеренным и холодным (при температуре до –50 °С) климатом (1БМ-700С).

Каждый блок, смонтированный на автошасси ЗИЛ-131, состоит из напорного и приемораздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы.

Напорный коллектор состоит из трех клапанных коробок с шестью отводами, служащими для присоединения напорных линий насосных установок. С одной стороны к коробке прикреплен проходной кран с зубчатыми секторами, с другой — центральная труба, заканчивающаяся тройником с

предохранительным клапаном и двумя патрубками с пробковыми кранами и накидными гайками для присоединения напорных трубопроводов, которыми оснащена арматура на устье скважины. Каждый отвод снабжен обратным клапаном.

Раздаточный коллектор — труба с приваренными к ней десятью ниппелями, к каждому из которых присоединен пробковый кран, предназначен для подачи рабочей жидкости к насосным установкам. На нем установлен предохранительный клапан многократного действия.

Блок манифольда оснащен насосно-компрессорными трубами вспомогательного напорного трубопровода с шарнирными коленами.

На платформе автомобиля предусмотрена площадка для перевозки устьевой арматуры, погрузка и разгрузка которой осуществляются поворотной стрелой блока манифольда.

Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пласта и гидропескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций обвязки установок между собой и с устьевой головкой, а также значительно упрощает эту работу.

Универсальная арматура устья 2АУ-700 предназначена для обвязки насосных агрегатов с устьем скважины при гидравлическом разрыве пласта, гидропескоструйной перфорации, кислотных обработках и цементировании скважин.

Арматура состоит из трубной и устьевой головок, запорной арматуры и элементов обвязки головок. Укомплектована она кранами с цилиндрической пробкой, легко управляемыми при любом рабочем давлении.

Устьевая головка снабжена резиновой манжеткой, обеспечивающей спуск — подъем НКТ без разгерметизации устья скважины.

Более полная информация об отечественном и зарубежном оборудовании приведена в комплекте каталогов.

10.2.2. Выбор оборудования для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)

Технология ГРП включает:

1. Промывку скважины;
2. Спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
3. Обвязку и опрессовку на 1.5- кратное рабочее давление устья и наземного оборудования;
4. Определение приемистости скважины закачкой жидкости;
5. Закачку в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости (собственно гидроразрыв);
6. Демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

При выборе оборудования для ГРП необходимо: определить технологическую схему — давление и расход жидкостей; типы и количество жидких сред и наполнителя.

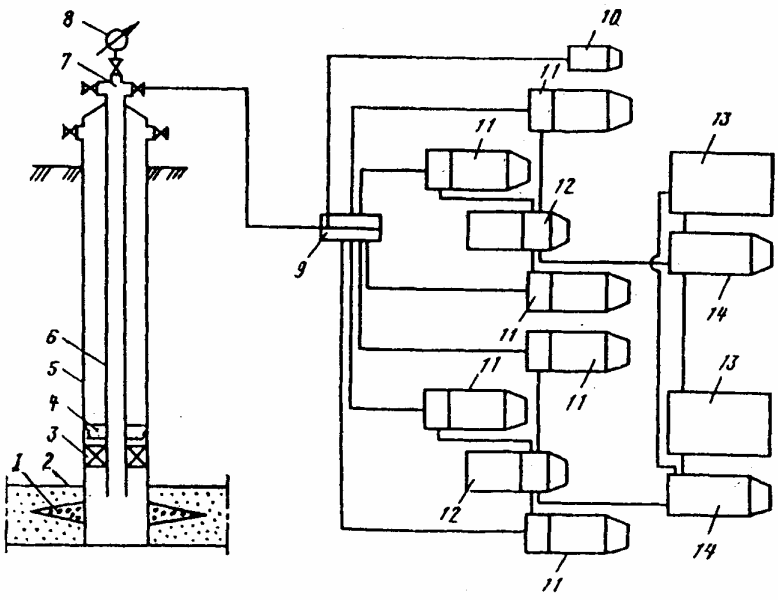


Рисунок 92 — Технологическая схема гидравлического разрыва пласта

1 — трещина разрыва; *2* — продуктивный пласт; *3* — пакер; *4* — якорь; *5* — обсадная колонна; *6* — насосно-компрессорные трубы; *7* — арматура устья; *8* — манометр; *9* — блок манифольдов; *10* — станция контроля и управления процессом; *11* — насосные агрегаты; *12* — пескосмесители; *13* — емкости с технологическими жидкостями; *14* — насосные агрегаты.

Давление нагнетания на устье скважины — P_y

$$P_y = P_{грп} + \Delta P_{тр} - P_c ,$$

где P_c — гидростатическое давление столба жидкости в скважине; $\Delta P_{тр}$ — давление на трение в трубах определяется по формуле Дарси-Вейсбаха (при необходимости с учетом увеличения потерь давления за счет наличия в жидкости песка); $P_{грп}$ — забойное давление разрыва пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{грп} = P_г + \sigma_р ,$$

где $P_г = H\rho_n g$ — горное давление; $\sigma_р$ — прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия ($\sigma_р = 1.5 \div 3$ МПа); H — глубина залегания пласта, м; ρ_n — средняя плотность вышележащих горных пород равная 2200 ÷ 2600 кг/м^3, в среднем 2300 кг/м^3; g — ускорение свободного падения.

Пример: $H = 2000$ м; $\sigma_р = 2$ МПа; $\rho_n = 2300$ кг/м^3

$$P_{грп} = 2000 * 2300 * 9.8 * 10^{-6} + 2 \approx 47 \text{ МПа}$$

При глубине скважины $H > 1000 \div 1200$ м можно определять $P_{грп} = (0.75 \div 0.8)P_г$ (Данные статистического анализа).

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2 м^3/мин и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин соответственно по формулам:

$$Q_{верт} \geq \frac{hW_{верт}}{5\mu};$$

$$Q_{\text{гор}} \geq \frac{\pi \cdot R_{\text{т}} \cdot W_{\text{гор}}}{10\mu},$$

где $Q_{верт}$, $Q_{гор}$ — минимальные расходы, л/с; h — толщина пласта, см; $W_{верт}$, $W_{гор}$ — ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см; m — вязкость жидкости, МПа*с; R_m — радиус горизонтальной трещины, см.

В частности для расчетов можно принять следующие значения параметров: $h \approx (5 \div 20)$ м; $W_{верт} \approx (1 \div 20)$ см;

$W_{гор} \approx (1 \div 20)$ см; $m \approx (50 \div 500)$ МПа*с; $R_m \approx (50 \div 80)$ м.

Общая продолжительность процесса ГРП — $t = \dfrac{V_{\text{р}} + V_{\text{жп}} + V_{\text{пр}}}{Q_{\text{ср}}}$, час,

где V_p — объем жидкости разрыва, м^3, $V_p \approx (5 \div 10)$ м^3; $V_{жп}$ — объем жидкости песконосителя, м^3; $V_{жп} = Q_п / C_п$, где $Q_п$ — количество закачиваемого песка [$Q \approx (8 \div 10)$ т на один гидроразрыв]; $C_п$ — концентрация песка в 1 м^3 жидкости, кг/м^3; [$C_п \approx (180 \div 400)$ кг/м^3 для вязкой жидкости и $C_п \approx (40 \div 50)$ кг/м^3 для воды]; $V_{\text{пр}} = 0{,}785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot l_{\text{с}}$ — объем продавочной жидкости; $d_{вн}$ — внутренний диаметр НКТ (и обвязки); l_c — длина НКТ (и обвязки); $Q_{ср}$ — средний расход жидкости, м^3/час.

Потребное число агрегатов устанавливают, исходя из подачи одного агрегата $q_{аг}$ и максимального расхода $Q_{\max}$ жидкости в процессе ГРП с учетом одного резервного агрегата:

$$n = Q_{\max} / q_{аг} + 1.$$

Давление гидроразрыва может доходить до 70 ÷ 100 МПа.

Пакеры и якори рассчитаны на перепад давления 30 ÷ 50 МПа, проходное сечение НКТ $d_{вн} = 36 \div 72$ мм.

10.2.3. Оборудование для кислотных обработок

Неингибированную соляную кислоту от химических заводов до кислотной базы перевозят в железнодорожных цистернах, гуммированных специальными сортами резины и эбонитами, а ингибированную — в обычных железнодорожных цистернах, покрытых химически стойкой эмалью или лаком. Уксусную кислоту транспортируют также в металлических гуммированных цистернах, а плавиковую доставляют в эбонитовых баллонах.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах, вместимостью 25, 50; 100 м^3, защищенных кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).

Для доставки кислоты с базы на скважины используют автоцистерны-кислотовозы, внутреннюю поверхность которых гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями или лаками.

Агрегат закачки кислоты в скважину АЗК-32 (рисунок 93) предназначен для повышения эффективности использования скважин, увеличения объема добываемой нефти.

Агрегат позволяет производить, транспортировку и закачку кислотных растворов в нефтяные и нагнетательные скважины с целью воздействия на призабойную зону пласта в процессе их освоения и эксплуатации.

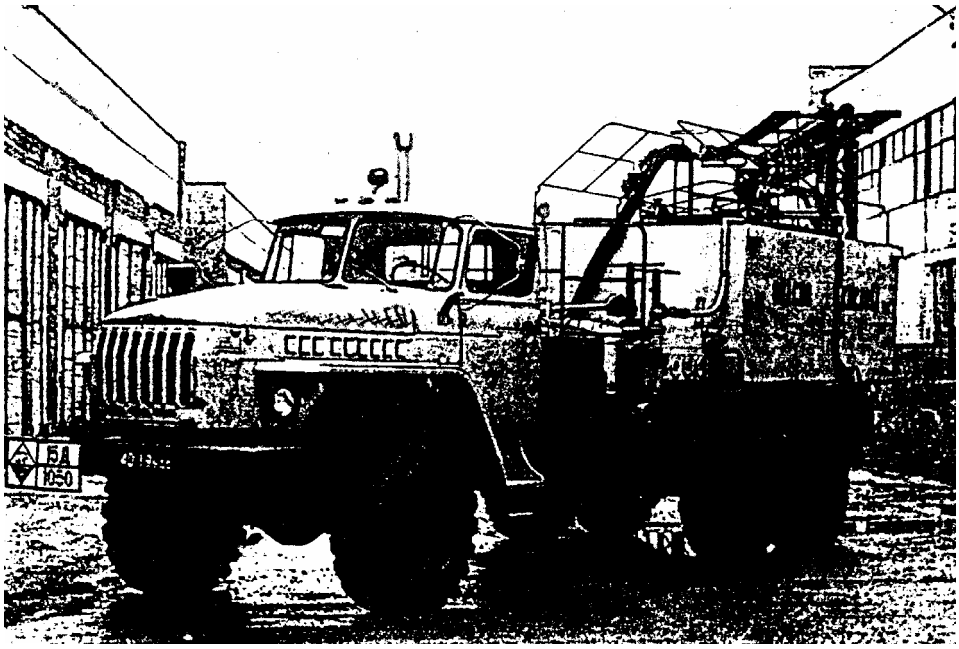


Рисунок 93 — Агрегат закачки АЗК-32

Главным преимуществом агрегата АЗК-32 является долговечность его цистерны, представляющей из себя две емкости, каждая из которых полностью выполнена из полиэтилена низкого давления (ПНД ГОСТ 16338-17), устойчивого к воздействию кислот.

Состав и основные характеристики АЗК- 32:

База	а/м УРАЛ-4320-0001912-30
Тип насоса	плунжерный Н-200К×50
Привод насоса	от тягового двигателя автомобиля через спец. трансмиссию
Давление нагнетания максимальное, МПа	32.0
Производительность, $м^3$/час (л/с)	32.4 (9.0)
Вместимость цистерны, $м^3$	4
Масса транспортируемой агрегатом жидкости, кг, не более	5500
Закачиваемая жидкость	раствор ингибированной соляной кислоты, соляной в смеси с плавиковой и уксусной кислотами, серной кислоты, неагрессивные жидкости
Габаритные размеры, мм, не более	9200×2500×3200

10.2.4. Новое оборудование для воздействия на пласт

В настоящее время отечественными и зарубежными предприятиями и фирмами выпускается много нового оборудования для воздействия на пласт. Ниже приведены примеры новых разработок.

Оборудование для вибросейсмического воздействия на продуктивные пласты.

АООТ «Юганскнефтегаз», СКБ прикладной геофизики СО РАН и АО «Элсиб» предлагают новую технологию и технические средства повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи - вибросейсмическое воздействие на продуктивные пласты с земной поверхности:

- имеет объемный характер воздействия на нефтяную залежь и предназначено для повышения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи за счет снижения влияния зональной и послойной неоднородности на отдачу и приемистость продуктивных пластов, улучшения охвата разработкой, снижения обводненности добываемой жидкости и улучшения физико-химических свойств пластовой нефти;
- оказывает положительное влияние на разработку всех продуктивных пластов многопластовых месторождений с радиусом действия 3 ÷ 5 км и более;
- не нарушает экологию и безопасно для инженерных сооружений и промыслового оборудования;
- апробирована на нескольких высокообводненных месторождениях с терригенными коллекторами и глубиной залегания продуктивных пластов до 2.5 ÷ 3 км, при этом дополнительная добыча нефти обеспечивается в основном за счет снижения на 20 ÷ 40 % обводненности добываемой продукции скважин при себестоимости в 3 ÷ 4 раза меньшей, чем у известных химических методов повышения нефтеотдачи пластов;
- может применяться для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи неоднородных продуктивных пластов с карбонатными и терригенными коллекторами различной проницаемости на разных стадиях эксплуатации месторождений маловязких, вязких и высоковязких нефтей, а также нефтяных оторочек газонефтяных залежей, разрабатываемых как с поддержанием пластового давления, так и в режиме его падения.

Механизм вибросейсмического воздействия на продуктивные пласты с земной поверхности определяет возможность его применения совместно с другими известными способами повышения нефтеотдачи для взаимного усиления эффективности.

Применение установок гибкой трубы (Hydra Rig, УПД-5М).

Установки гибкой трубы могут применяться при газлифтной добыче, очистке скважины от песка, при цементировочных работах, бурении, резке НКТ, картонажных работах в горизонтальных скважинах, канатных работах, установке мостовых пробок, скважинных закачках со сдвоенными пакерами, кислотных обработках (рисунок 94).

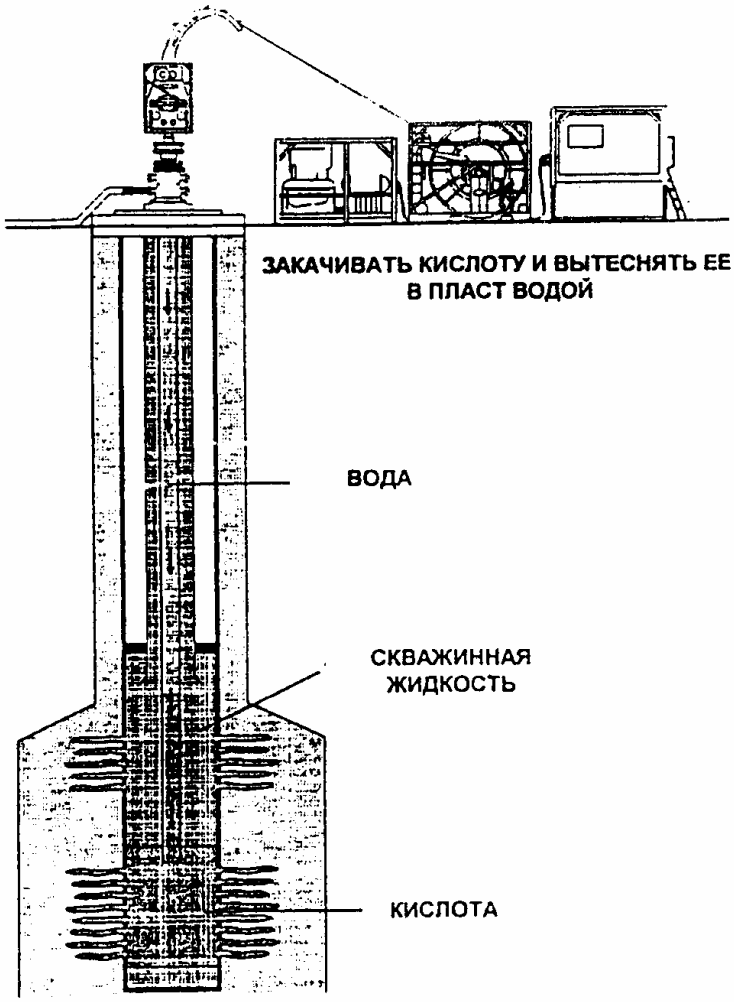


Рисунок 94 — Кислотная обработка гибкой трубой

11. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ

В процессе эксплуатации и ремонта скважин требуется выполнение значительных объёмов работ, направленных на повышение добычи нефти и газа. Для механизации наиболее трудоёмких работ серийно выпускается комплекс агрегатов для эксплуатации, обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования.

Агрегат для подготовительных работ при ремонте скважин типа 2 ПАРС (рисунок 95) на базе трактора Т-130МГ-1 выполняет работы по планировке площадок для установки агрегатов ремонта скважин, нарезанию щелей под якоря оттяжек, демонтажу и монтажу устьевого оборудования, расчистке подъездных путей к скважинам и другим промысловым объектам.

Агрегат имеет бульдозерный отвал *1*, гидравлический кран *5*, механизм для разработки грунта, состоящий из редуктора *8*, режущего органа *7* с механизмом его подъема *6*, прицепного устройства *9*, предохранительного клапана *4* и механизма управления *3*.

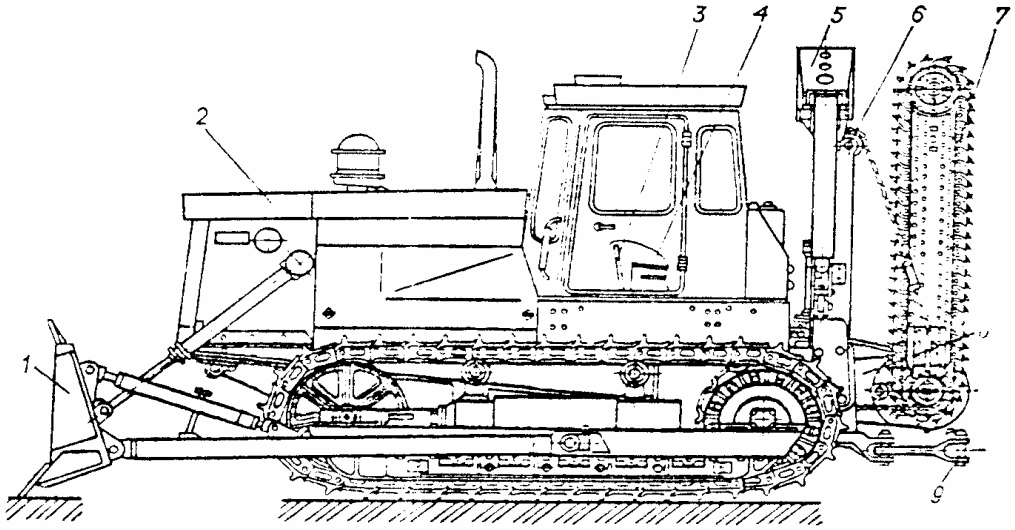


Рисунок 95 — Агрегат 2ПАРС

Самопогрузчик промысловый ПС-2.5 предназначен для механизированной погрузки, перевозки и разгрузки нефтепромысловых грузов размерами не более 4×1.8×2.4 м в условиях умеренного микроклиматического района по ГОСТ 16350-80.

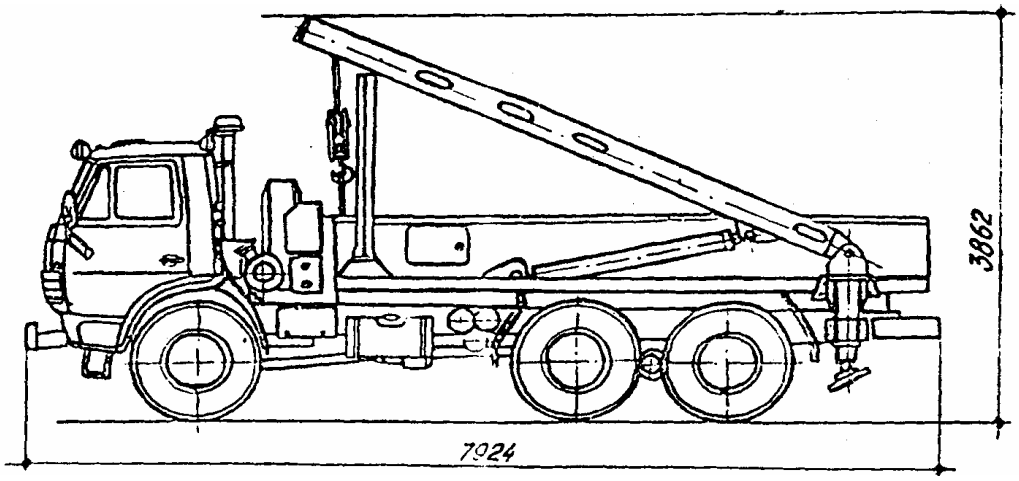


Рисунок 96 — Самопогрузчик промысловый ПС-2.5

Агрегат для перевозки штанг АПШ-1.5 (где АПШ — агрегат для перевозки штанг; 1.5 — грузоподъемность устройства в т). Агрегат предназначен для механизированной погрузки, перевозки и разгрузки длинномерного технологического нефтепромыслового оборудования (глубинно-насосных штанг, насосно-компрессорных труб и т.д.), а также для перевозки строительных и др. длинномерных материалов в условиях умеренного макроклиматического района по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С по всем видам дорог, рассчитанных на пропуск автомобилей с осевой нагрузкой 60 кН.

В состав агрегата входят:

1. Седельный тягач на базе УРАЛ 44202 и шасси полуприцепа;
2. Грузоподъемное устройство типа МГА-65 для погрузочно-разгрузочных работ;
3. Комплект захватных устройств и принадлежности для погрузки штанг;
4. Грузоподъемность, кг — от 5494 до 8100;
5. Подъемное устройство:

а) максимальная грузоподъемность, кг — 1500;

б) вылет стрелы, м — не менее 7.1;

6. Габаритные, размеры, м, не более:

длина — 17.1;

ширина — 2.5;

высота — 3.8;

7. Масса агрегата, кг — полная 23286;
8. Погрузка и разгрузка — двусторонняя.

Агрегат 3 АРОК-П (АРК-П) (рисунок 97) предназначен для ремонта и обслуживания станков-качалок в нефтяной промышленности в условиях умеренного макроклиматического района.

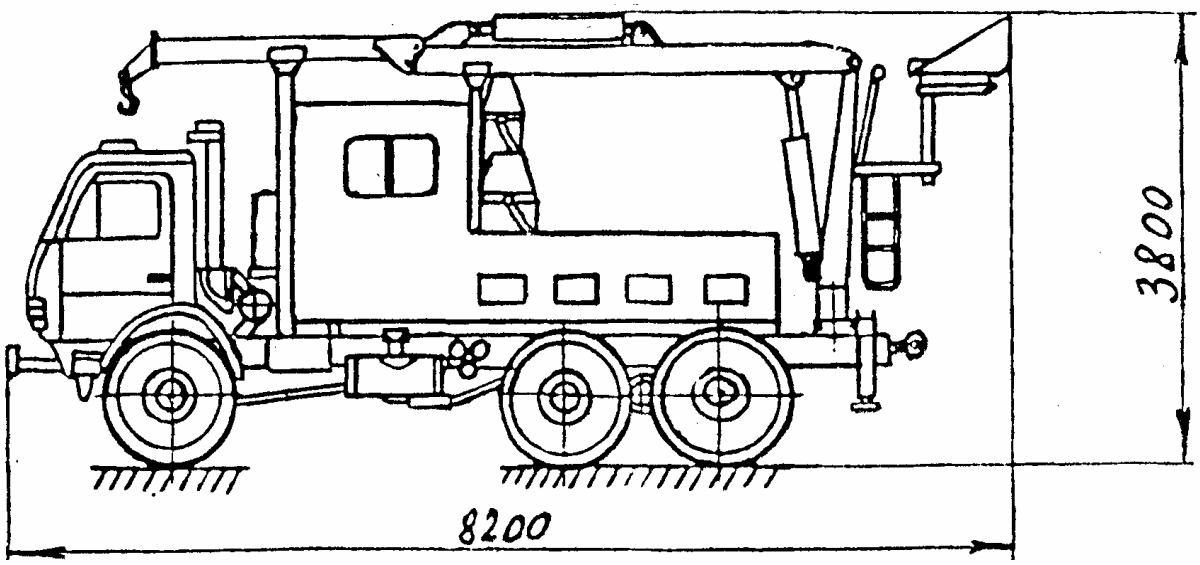


Рисунок 97 — Агрегат 3 АРОК-П (АРК-П)

Установка передвижная АНР-1М предназначена для ремонта и профилактического обслуживания устьевого и наземного нефтегазопромыслового оборудования в условиях умеренного и холодного климатических районов.

Монтажной базой установки является шасси автомобиля КрАЗ-255Б или КрАЗ-260 повышенной проходимости. Установка представляет собой самоходную полевую мастерскую (СПМ), укомплектованную грузоподъемным краном и отапливаемым кузовом с естественной и принудительной вентиляцией (для перевозки ремонтной бригады из 7 ÷ 8 чел.).

Агрегат для перевозки установок ЭЦН АТЭ-6М (рисунок 98) смонтированный на шасси автомобиля КрАЗ-260Г или КАМАЗ-43101, предназначен для механизированной погрузки, разгрузки и перевозки оборудования установок ЭЦН, состоящих из погружного насоса и электродвигателя, кабельного барабана, электротрансформатора и станции управления. Для погрузки и разгрузки оборудования на платформу агрегата установлен гидравлический кран. Погрузка барабана с кабелем производится с помощью лебедки путем накатывания его по откидным трапам на качающуюся раму. Крепление барабана при транспортировке осуществляется растяжками.

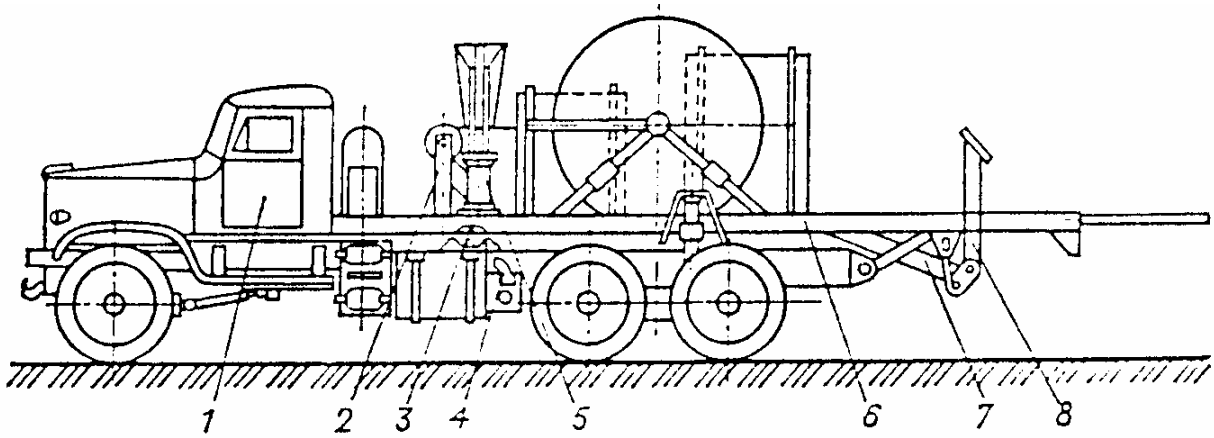


Рисунок 98 — Агрегат АТЭ-6М

1 — шасси; *2* — стойка; *3* — лебедка; *4* — искрогаситель; *5* — гидравлический кран; *6* — рама агрегата; *7* — качающаяся рама; *8* — откидные трапы.

Разгрузка кабельного барабана осуществляется путем его скатывания под действием собственного веса по качающейся раме с откидным трапом при наклоне качающейся рамы с помощью гидроцилиндров двойного действия.

Агрегат АЗА-3 (рисунок 99) предназначен для механизированной установки винтовых и вертикальных закладных анкеров в прочных грунтах. При этом агрегат, кроме работ по заглублению-завинчиванию винтовых анкеров, извлечению винтовых анкеров обратным вращением, выполняет и бурение шурфов под закладные анкеры. Агрегат смонтирован на шасси автомобиля *1* высокой проходимости ЗИЛ-131А, включает в себя коробку отбора мощности *2*, коробку передач *3*.

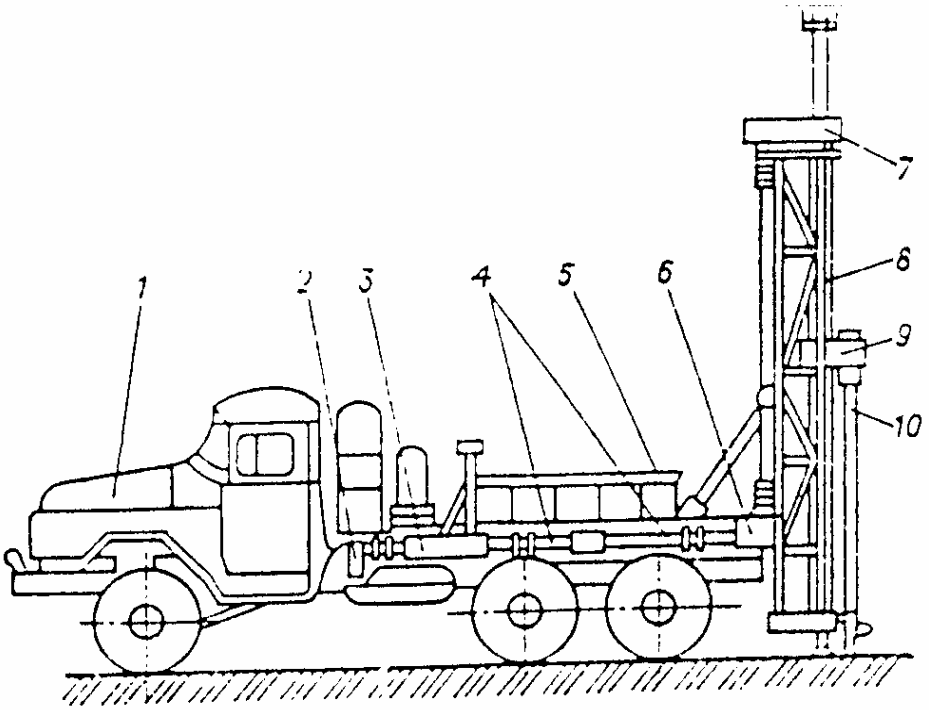


Рисунок 99 — Агрегат АЗА-3

4 — карданные валы; *5* — платформа для инструмента; *6* — угловой редуктор; *7* — верхний редуктор; *8* — мачта; *9* — вращатель; *10* — инструмент винтовых анкеров и шнековых буров.

Агрегат для обслуживания подъемных установок 2АОП на базе грузового автомобиля УРАЛ-4320П предназначен для технического обслуживания и текущего ремонта подъемных установок, используемых при текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин.

Агрегат АТЭ-95 предназначен для ремонта и технического обслуживания подъемного оборудования в нефтяной промышленности. Шасси — автомобиль «КАМАЗ-4310».

Агрегат маслозаправочный АМЗ-6.6-4310 предназначен для транспортирования топлива, жидких масел и проведения операций по опорожневанию и заправки маслом редукторов станков-качалок и другого оборудования.

Агрегат сервисного обслуживания электротехнического оборудования АСЭ-1 предназначен для комплексного обслуживания электротехнического оборудования на объектах нефтегазовой отрасли.

Агрегат со всеми сборочными единицами, деталями и принадлежностями монтируется на шасси автомобиля «КАМАЗ-43101».

Агрегат для обслуживания промысловых электроустановок АОЭ-01 создан на базе автомобиля УРАЛ-43103 для технического обслуживания и текущего ремонта промысловых электроустановок и сетей до 6 кВ.

Машина обслуживания электроцехов МОЭЦ-1 предназначена для обслуживания электроцехов в условиях умеренного микроклиматического района.

Трубовоз механизированный ТВМ (рисунок 100) предназначен для длинномерных (до 12 м) грузов (труб, турбобуров и другого длинного сортимента) с механизированной погрузкой в условиях умеренного макроклиматического района по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающего воздуха от –40 °С до +40 °С по всей сети дорог, рассчитанных на пропуск автомобилей с осевой нагрузкой 6 т, а также местности.

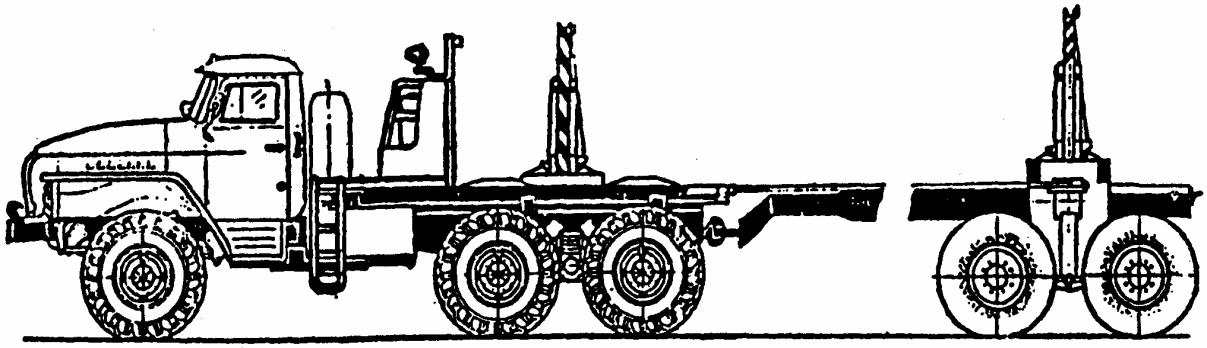


Рисунок 100 — Трубовоз ТВМ

Установки для перевозки и перемотки кабеля УНРКТ-2М и УПК-2000. Установка для намотки и размотки кабеля при спуске и подъеме УЭЦН на нефтяных скважинах УНРКТ-2М смонтирована на раме и имеет меньшие размеры и массу по сравнению с УПК-2000.

Предназначена для: намотки кабеля на барабан; размотки кабеля с барабана при спуско-подъемных операциях на эксплуатационной скважине.

Агрегат для ремонта водоводов АНРВ-1 предназначен для аварийного и планово-предупредительного ремонтов нефтепромысловых водоводов систем поддержания пластового давления и технического водоснабжения в полевых условиях.

Агрегат представляет собой самоходную мастерскую на автомобильном шасси КрАЗ-255Б, укомплектованную гидроприводным грузоподъемным краном, отапливаемым кузовом, автономной электроэнергетической установкой, электросварочным преобразователем, комплектом баллонов, аппаратуры и инструмента для газопламенной обработки.

Агрегат для обслуживания замерных установок АЗУ предназначен для технического обслуживания и текущего ремонта групповых замерных установок и дожимных насосных станций, а также другие подобных технологических установок.

12. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Унифицированная схема нефтегазосбора приведена ниже.

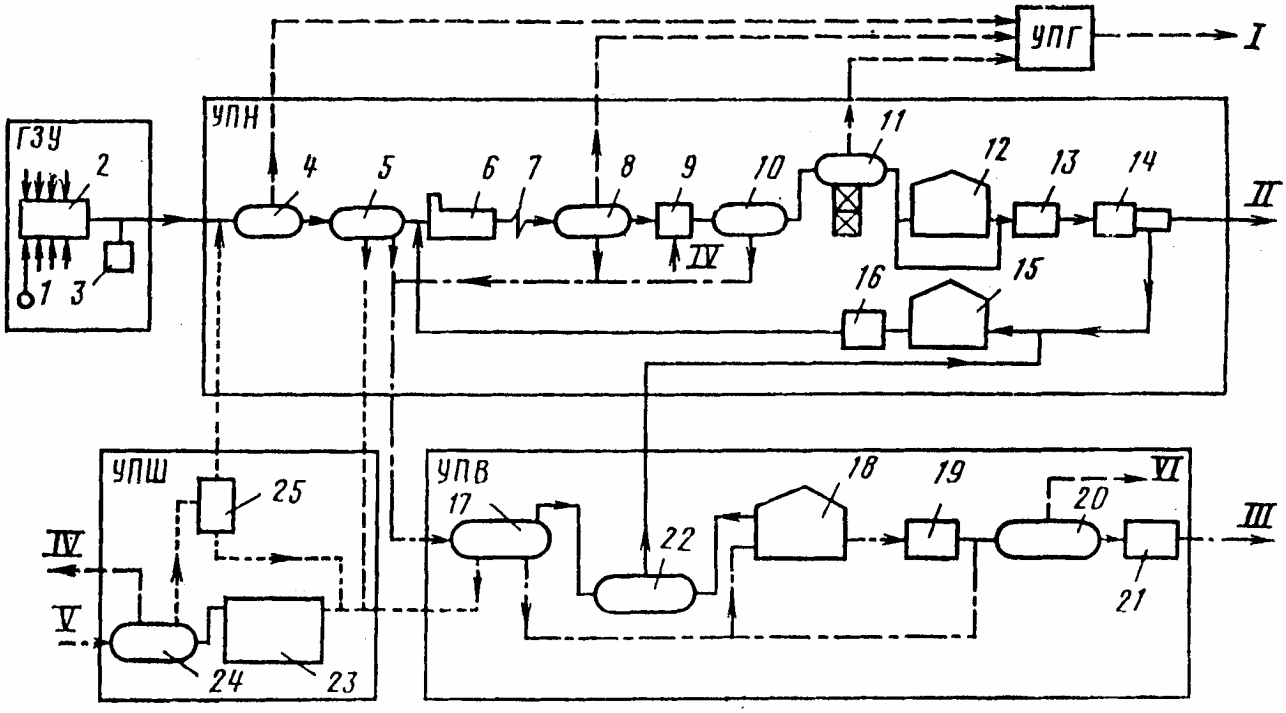


Рисунок 101 — Унифицированная технологическая схема комплекса сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающего района

1 — скважина; *2* — автоматизированная групповая замерная установка; *3* — блок подачи деэмульгатора; *4* — сепаратор I ступени; *5* — отстойник предварительного сброса воды; *6* — печь для нагрева эмульсии; 7 — каплеобразователь; *8* — отстойник глубокого обезвоживания и II ступени сепарации; *9* — смеситель для ввода пресной воды; *10* — электродегидратор для обессоливания; *11* — сепаратор III (горячей) ступени сепарации; *12* — резервуар товарной нефти; *13*; *16*; *19* — насос; *14* — автомат по измерению количества и определению качества товарной нефти; *15* — резервуар некондиционной нефти; *17* — блок очистки воды; *18* — резервуар очищенной воды; *20* — блок дегазатора воды с насосом; *21* — узел замера расхода воды; *22* — блок приема и откачки уловленной нефти; *23* — емкость-шламонакопитель; *24* — блок приема и откачки стоков; *25* — мультигидроциклон для отделения от стоячей (дождевой) воды механических примесей.

I — товарный нефтяной газ; II — товарная нефть; III — очищенная вода на КНС; IV — пресная вода; V— промысловые ливневые стоки; VI — газ на свечу.

Узлы — установки: ГЗУ — замера продукции скважин;

УПГ — подготовки газа;

УПН — подготовки нефти;

УПВ — подготовки воды;

УПШ — подготовки шлама или механических примесей.

12.1. ТРУБОПРОВОДЫ

Трубы при добыче применяются для крепления стволов скважин и для образования каналов внутри скважин, подвески оборудования в скважине, прокладки трубопроводов по территории промысла.

Основные группы труб:

- насосно-компрессорные (НКТ);
- обсадные;
- бурильные;
- для нефтепромысловых коммуникаций.

Насосно-компрессорные трубы. При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по НКТ, которые применительно к способам эксплуатации еще называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными или лифтовыми.

Насосно-компрессорные трубы используются также для различных технологических процессов (например, для солянокислых обработок пластов, разбуривания цементных пробок и т.д.).

В таблице 22 представлены основные размеры НКТ, предусмотренные существующими стандартами.

Таблица 22

Условный диаметр трубы, мм	27	33	42	48	60	73	89	102	114
Толщина стенки, мм	3	3.5	3.5	4.0	5.0	6.5 ÷ 7.0	8.0	6.5	7.0

Отечественная промышленность выпускает НКТ диаметром 60, 73, 89, 114 мм и муфты к ним из стали группы прочности Д, К и Е, механические свойства которых приведены в таблице 23.

Таблица 23

Показатели	Группа прочности стали		
	Д	К	Е
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	655	687	699
Предел текучести $\sigma_т$, МПа: не менее	379	491	552
не более	552	—	758
Относительное удлинение, δ, % не менее	14.3	12.0	13.0

Обсадные трубы служат для крепления ствола скважины. По ГОСТ 632-80 отечественные обсадные трубы выпускаются следующих диаметров и толщины (см. таблицу 24).

Таблица 24

∅, мм	114	127	140	146	168	178	194
δ, мм	5.2 ÷ 10.2	5.6 ÷ 10.2	6.2 ÷ 10.5	6.5 ÷ 9.5	7.3 ÷ 12.2	5.9 ÷ 15.0	5.2 ÷ 10.2

219	245	273	299	324	340	351	377
7.6 ÷ 15.1	7.9 ÷ 15.9	7.1 ÷ 16.5	8.5 ÷ 14.8	8.5 ÷ 14.8	8.4 ÷ 15.4	9.0 ÷ 12.0	9.0 ÷ 12.0

406	426	473	508
9.5 ÷ 16.7	10.0 ÷ 12.0	11.1 ÷ 16.1	11.1 ÷ 16.1

Группа прочности стали Д, К, Е, Л, М, Т. Трубы маркируются клеймением и краской. При спуске в скважину обсадные трубы шаблонируют.

Обсадные трубы могут применяться вместо НКТ, например, при отборе 5000 ÷ 7000 м^3/сут. воды из скважин большого диаметра. Иногда для этого используют бурильные трубы.

Бурильные трубы приспособлены к длительному свинчиванию-раэвинчиванию. Промышленность выпускает бурильные трубы длиной 6 ± 0.6; 8 ± 0.6; 11.5 ± 0.9 м, наружным диаметром 60, 73, 89, 102 мм. Трубы диаметром 114, 127, 140 и 168 мм выпускают длиной 11.5 ± 0.9 м.

Бурильные трубы изготавливаются из той же стали, что и обсадные. Для уменьшения веса бурильной колонны применяют алюминиевые бурильные трубы (АБТ), изготавливаемые из сплава Д16. Применяются колонны гибких труб с наружным диаметром 2 7/8” для бурения забойными двигателями.

Для нефтепромысловых коммуникаций используются электросварные, горячекатанные стальные трубы, пригодные по прочности и гидравлическому сопротивлению:

- трубы стальные бесшовные, горячедеформированные — ГОСТ 8732-78, наружным диаметром от 20 до 550 мм, с толщиной стенок от 2.5 мм и более сталь 10; 10Г 2; 20, 12ХН 2А и др.);
- трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов — ГОСТ 20295-85, диаметром от 159 до 820 мм (сталь К34, К50, К60 и др.);
- отремонтированные трубы нефтяного сортамента (НКТ, обсадные, бурильные);
- для выкидных линий могут применяться гибкие непрерывные колонны труб диаметром до 2 7/8” .

Трубопроводы системы сбора и подготовки нефти и газа предназначены для транспортировки продукции скважин от их устья до сдачи товарно-транспортным организациям, а также для перемещения ее в технологических установках, а трубопроводы системы ППД — для подачи сточных вод от УПВ до нагнетательных скважин. Выкидные линии, нефте- и газосборные коллекторы являются частью общей системы сбора и их общая протяженность достигает сотен километров только лишь по одному промыслу.

Трубопроводы классифицируются по следующим признакам.

По назначению: а) выкидные линии, транспортирующие продукцию скважины от ее устья до групповой замерной установки; б) нефтегазосборные коллекторы, расположенные от АГЗУ до ДНС; в) нефтесборные коллекторы, расположенные от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС); г) газосборные коллекторы, транспортирующие газ от пункта сепарации до компрессорной станции, обычно расположенной рядом с ЦПС.

По величине напора: а) высоконапорные (до 6.27 МПа); б) средненапорные (до 1.55 МПа); в) низконапорные (до 0.588 МПа) и г) безнапорные (самотечные).

По типу укладки: а) подземные; б) наземные; в) подвесные; г) подводные.

По гидравлической схеме: а) простые, не имеющие ответвлений; б) сложные, имеющие ответвления, к которым относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы.

По характеру заполнения сечения: а) трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью и б) трубопроводы с неполным заполнением сечения.

Полное заполнение сечения трубы жидкостью обычно бывает в напорных трубопроводах, а неполное заполнение может быть как в напорных, так и в безнапорных трубопроводах. С полным заполнением сечения жидкостью чаще бывают нефтепроводы, транспортирующих товарную нефть, т.е. без газа, и реже - выкидные линии, где имеет место высокое давление. Нефтесборные коллекторы обычно работают с неполным заполнением сечения трубы нефтью, т.е. верхняя часть сечения коллектора занята газом, выделившимся в процессе движения нефти.

Трубопроводы, по которым подается вода в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления, подразделяются на следующие категории: подводящие, прокладываемые от УПВ до кустовых насосных станций (КНС); разводящие, прокладываемые от КНС до нагнетательных скважин.

Для нефтепромысловых коммуникаций используются трубы: стальные (сварные, горячекатанные, прерывные и на барабанах), комбинированные (футерованные, металло-пластмассовые), полимерные (стеклопластиковые и др.).

Диаметры всех трубопроводов определяются гидравлическими расчетами.

Трубопроводы проектируются и изготавливаются в соответствии с правилами, установленными Госгортехнадзором. Исключение составляют трубопроводы для пара, эксплуатируемые с $P_{абс} < 0.2$ МПа, для воды с температурой до 120 °С, временно устанавливаемые трубопроводы со сроком действия до 1 года и некоторые другие.

Расчет трубопроводов для системы сбора на механическую прочность сводится к определению толщины стенки, которая была бы минимальной, но в тоже время не допускала разрушения труб при эксплуатации.

Минимальная толщина стенки трубы рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{P_{и} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_{доп} \cdot \varphi}, \text{ мм},$$

где $P_{н}$ — давление, при котором производится опрессовка труб, МПа; $D_{вн}$ — номинальный внутренний диаметр трубы, мм; $\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение, принимаемое равным $0.9\sigma^{*}$ (σ^{*} — нормативное напряжение растяжения материала трубы, принимаемое по минимальному значению предела текучести); φ — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\varphi = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sum\sigma}{\sigma_{доп}}\right)^{2} - 0{,}5\left(\frac{\sum\sigma}{\sigma_{доп}}\right)},$$

где $\sum\sigma$ — абсолютное значение напряжений определяемых по расчетным нагрузкам и воздействиям.

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта напряжения от воздействия температуры и внутреннего давления $P_{вн}$.

$$\sum\sigma = \pm\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{P_{вн} \cdot D_{вн}}{4\delta},$$

α — коэффициент линейного расширения ($\alpha = 12 * 10^{-6}$ 1/°С);

E — модуль упругости металла, равный $2.1 \cdot 10^{-5}$ МПа;

Δt — температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании.

Толщину труб следует принимать не менее 1/140 величины наружного диаметра труб и не менее 4 мм. Расчетная толщина стенки округляется в большую сторону до ближайшей в сортаменте труб.

12.2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважины но наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважины или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций применяют блочные автоматизированные групповые замерные установки, в основном двух типов: «Спутник А» и «Спутник Б».

Примеры модификации установок первого типа: «Спутник А-16-14/400», «Спутник А- 25 -10/1500», «Спутник А-40-14/400».

В указанных шифрах первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см^2, на которое рассчитана установка, вторая — число подключенных к групповой установке скважин, третья — наибольший измеряемый дебит в м^3/сут.

«Спутник А» состоит из двух блоков: замерно-переключающего блока, КИП и автоматики.

Принципиальная схема установки «Спутник А» приведена на рисунке 102.

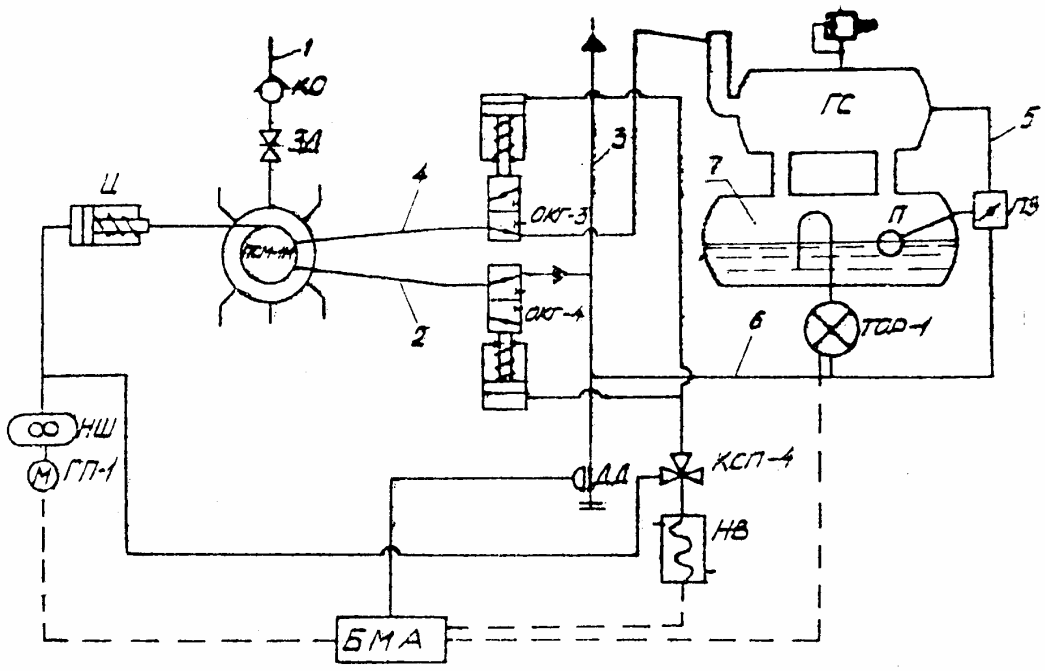


Рисунок 102 — Принципиальная схема автоматизированной групповой замерной установки «Спутник А»

Продукция скважин по выкидным линиям *1*, последовательно проходя обратный клапан КО и задвижку ЗД, поступает в переключатель скважин типа ПСМ-1М, после которого по общему коллектору *2* через отсекатель ОКГ-4 попадает в сборный коллектор *3*, подключенный к системе сбора.

В переключателе ПСМ-1М продукция одной из скважин через замерный отвод *4* с отсекателем ОКГ-3 направляется в двухъемкостный замерный гидроциклонный сепаратор ГС, где газ отделяется от жидкости. Газ по трубопроводу *5* проходит через поворотный затвор ЗП, смешивается с замеренной жидкостью и по трубопроводу 6 поступает в общий сборный коллектор *3*.

Отделившаяся в верхней части газосепаратора ГС жидкость поступает в нижнюю емкость и накапливается в ней. По мере повышения уровня нефти поплавок П поднимается и по достижении верхнего заданного уровня воздействует на поворотный затвор, перекрывая газовую линию *5*. Давление в сепараторе повышается и жидкость из сепаратора начинает вытесняться через счетчик расхода ТОР-1. При достижении жидкостью нижнего уровня ЗП открывает газовую линию, давление в сепараторе падает, и начинается новый цикл накопления жидкости в нижней емкости.

Измеряемый дебит скважины (в $м^3$) фиксируется электромагнитным счетчиком блока управления. Сигналы на этот блок поступают от счетчика ТОР-1.

Переключение скважин на замер осуществляется блоком управления периодически. Длительность замера определяется установкой реле времени. При срабатывании реле времени включается электродвигатель гидропривода ГП-1, и в системе гидравлического управления повышается давление. Гидроцилиндр переключателя ПСМ-1 под воздействием давления гидропривода ГП-1 перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Продолжительность замера устанавливается в зависимости от конкретных условий - дебита скважины, способов добычи, состояния разработки месторождения.

В установке «Спутник А» турбинный счетчик расхода одновременно служит сигнализатором периодического контроля подачи скважины. При отсутствии подачи скважины, поставленной на замер, блок местной автоматики выдает аварийный сигнал в систему телемеханики об отсутствии за определенный период сигналов от счетчиков ТОР-1.

Аварийная блокировка скважин в установке происходит при давлении в общем коллекторе выше допустимого. В этом случае датчик давления ДД, установленный на общем коллекторе, воздействует на клапан КСП-4, давление в системе гидравлического управления отсекателей ОКГ-З и ОКГ-4 падает, и они перекрывают трубопроводы *2* и *4*.

Срабатывание отсекателей приводит к повышению давления в переключателе ПСМ-1 и выкидных линиях и к остановке скважин: фонтанных — за счет отсекателей, установленных на выкиде; механизированных — за счет отключения электропривода.

На установках типа «Спутник Б» принцип измерения продукции скважин тот же. Примеры обозначения их модификаций: «Спутник Б-40-14/400», «Спутник Б-40-24/400». Первая модификация рассчитана на подключение 14 скважин, вторая — 24.

В отличие от «Спутника А» в «Спутнике Б» предусмотрены: возможность раздельного сбора обводненной и не обводненной продукции скважин, определение содержания воды в ней, измерение

количества газа, а также дозирование химических реагентов в поток нефти и прием резиновых шаров, запускаемых на скважинах для депарафинизации выкидных линий.

Для измерения количества продукции малодебитных скважин находят применение: установки типа БИУС-40; «Спутник АМК-40-8-7,5; АСМА; АСМА-СП-40-8-20; АСМА-Т; Микрон» и др.

Установки типа БИУС-40 (рисунок 103) разработаны в четырех модификациях БИУС-40-50, БИУС-40-2-100, БИУС-40-3-100 и БИУС-40-4-100 для подключения собственно одной, двух, трех и четырех скважин.

Установка БИУС-40 состоит из технологического блока и блока управления.

Газожидкостная смесь по выкидному коллектору скважин и трубопроводу *11* поступает в сепарационную ёмкость *1*, где происходит отделение газа от жидкости. Газ отводится в выходной трубопровод *9* и смешивается с жидкостью. Расход газа для замера газового фактора, определяется переносным дифманометром по диафрагме *4*. При определенном уровне накопленной в сепараторе жидкости поплавок через систему рычагов перекрывает заслонку *3* на газовой линии и давление в сепараторе повышается. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом, установленного регулятором расхода *15*, клапан последнего открывается и жидкость под избыточным давлением продавливается через счетчик ТОР-1-150 16 в выходной трубопровод.

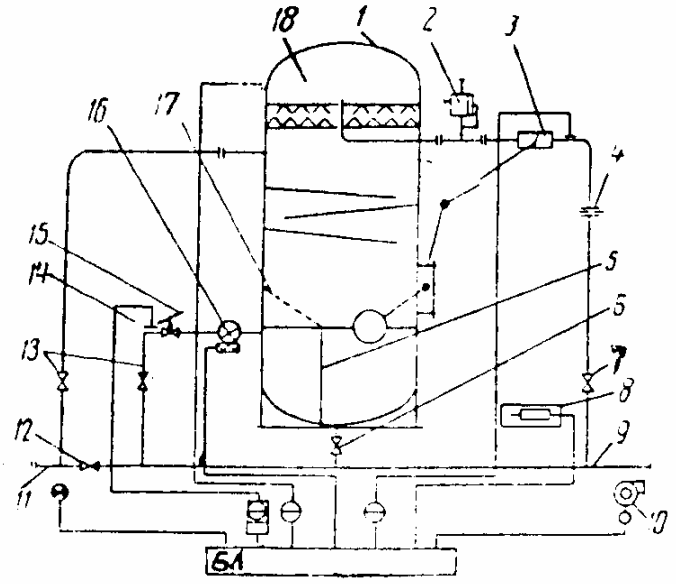


Рисунок 103 — Принципиальная схема установки БИУС-40

Регулятор расхода, независимо от дебита подключенной скважины, обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик с расходами, указанными в документации счетчика. При определенном нижнем уровне поплавок через систему рычагов открывает заслонку, давление в сепараторе снижается, клапан регулятора расхода перекрывает нефтяную линию и цикл повторяется. Счетчик ТОР-1-50 интегратором суммирует замеренные сливаемые порции жидкости и преобразовывает их объёмы в электрический сигнал, регистрируемый в счетчике блока управления. При повышении или понижении допустимого давления на установке электро-контактный манометр *14* с блоком управления формирует аварийный сигнал, загорается лампочка в блоке управления, и при наличии КП телемеханики сигнал может передаваться в диспетчерский пульт. Предохранительный клапан *2* не допускает превышение рабочего давления внутри емкости. Обогреватель *8* и вентилятор *10* обеспечивают в зимнее время нормальную

работу установки. Перегородка *5* и сетка *17* защищает турбинку счетчика от инородных тел. Инородные тела и парафин, накопленные в грязевом отсеке, периодически сбрасываются через задвижку *6* в выходной трубопровод. Решетка *18* служит для очистки газа от капельной жидкости. При необходимости отключения установки продукция скважины направляется по байпасу закрытием задвижек *13* и *7* и открытием задвижки *12*.

В настоящее время выпускается более *10* модификаций замерных установок типа «Спутник».

12.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА И СВОБОДНОЙ ВОДЫ

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходиться осуществлять их раздельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют газосепаратором.

В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью раздельного измерения дебита скважин по жидкости и газу. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы — гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В

результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях получили горизонтальные сепараторы, характеризующие повышенной пропускной способностью при одном и том же объеме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и типа УБС. Наряду с двухфазными организовано производство трехфазных сепараторов, которые, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды. К трехфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН).

В тех случаях, когда на месторождении или группе месторождений пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до ЦППН, применяются сепарационные установки с насосной откачкой или дожимные насосные станции (ДНС).

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

Выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000 ÷ 30000 т/сут.

В таблице 24. приведены основные технические данные сепарационных установок типа НГС.

Сепаратор типа НГС (рисунок 104) состоит из горизонтальной емкости *1*, оснащенной патрубками для входа продукции *2*, для выхода нефти *10* и газа *7*. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство *3* и наклонные желоба (дефлекторы) *4* и *5*. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный *8* и вертикальный *6* сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок *3*, изменяет свое направление на 90°, и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба *4*, а затем в нижние *5*. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник *6*, а затем горизонтальный *8*. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок *7*, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке 104 не показаны) поступает в газосборную сеть.

Таблица 25

Установка	Наибольшая пропускная способность по нефти, т/сут	Наибольшая пропускная способность по газу, тыс. $м^3$/сут
НГС6-1400	2000	150
НГС16-1400		260
НГС25-1400		330
НГС40-1400		420
НГС64-1400		560
НГС6-1600	5000	340
НГС16-1600		590
НГС25-1600		750
НГС40-1600		960
НГС64-1600		1260
НГС6-2200	10000	600
НГС16-2200		1000
НГС25-2200		1300
НГС40-2200		1700
НГС64-2200		2200
НГС6-2600	20000	1000
НГС16-2600		1800
НГС25-2600		2300
НГС40-2600		3000
НГС6-3000	30000	1500
НГС16-3000		2700
НГС25-3000		3400
НГС40-3000		4400

В указанных цифрах первая цифра обозначает рабочее давление, вторая цифра — диаметр сепаратора (в мм).

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок *10* направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск *9*.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматическое регулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- автоматическую защиту установки (прекращения подачи нефтегазовой смеси в сепаратор) при:

  а) аварийном повышении давления в сепараторе;

  б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе;
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

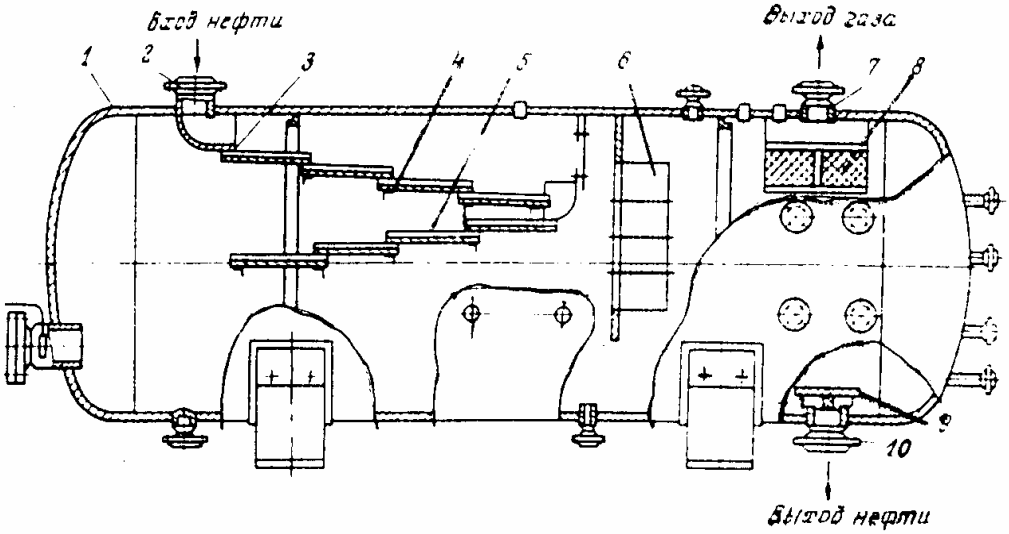


Рисунок 104 — Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепаратор нефтегазовый НГС по ГП 805 предназначен для сепарации газонефтяной смеси на первой, промежуточной и концевой ступенях в системах сборов и установках подготовки нефти.

Техническая характеристика:

Объем аппарата, м^3	6.3; 12.3; 25; 50; 100; 150
Производительность по нефти, м^3/сут, не более	20000
Рабочее давление, МПа	0.4; 0.8; 1.4; 2.2; 3.6
Содержание капельной жидкости в потоке газа на выходе, г/м^3	
не более	0.1
Содержание свободного газа в нефти на выходе, % об.	1
Масса, кг, не более	93000

Сепаратор НГС по ГП 805 разработан взамен НГС по ГП 496 и имеет следующие преимущества (на примере аппарата V = 100 м^3):

Таблица 26

Показатели	НГС по ГП 496	НГС по ГП 805
Производительность по нефти, м^3/сут	10000	12000
Объем аппарата, м^3	100	100
Производительность по газу, м^3/сут, P=0.7 МПа	1000000	1500000
Содержание капельной жидкости в потоке газа на выходе, г/м^3	2 ÷ 3	0.1

Сепараторы центробежные вертикальные СЦВ-500М, СЦВ-1000М (А.С. 787065, 986461) предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов.

Сравнительная характеристика сепараторов СЦВ-1000/16 и НГС при использовании его в качестве газосепаратора.

Таблица 27

Показатели	НГС-1-16-3000 по ГП 496	СЦВ-1000/16

Производительность по газу, млн. $м^3$/сут	2.5	2.5
Рабочее давление, МПа	1.6	1.6
Объем аппарата, $м^3$	100	3
Масса, кг	31000	2500
Степень очистки газа, $г/м^3$	0.5	0.05

Установки блочные сепарационные УБС-3000/6; УБС-1500/6; УБС-1500/14; УБС-6300/6; УБС-6300/14; УБС-16000/6; УБС-10000/6 обычно состоят из технологической емкости, каплеотбойника, депульсатора, технологической обвязки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и системы автоматизации (рисунок 105, таблица 28).

Таблица 28

Шифр установки	Условный проход, мм							
	$Д_{у1}$	$Д_{у2}$	$Д_{у3}$	$Д_{у4}$	$Д_{у5}$	$Д_{у6}$	$Д_{у7}$	$Д_{у8}$
УБС-1500/6	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-1500/14	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-6300/6	500	500	200	250	80	250	400	150
УБС-6300/14	500	500	200	250	100	250	400	150
УБС-10000/6	600	700	300	300	100	300	400	150
УБС-10000/14	600	700	300	300	150	300	400	150
УБС-16000/6	600	700	300	300	100	300	500	150
УБС-16000/14	600	700	300	300	150	300	500	150

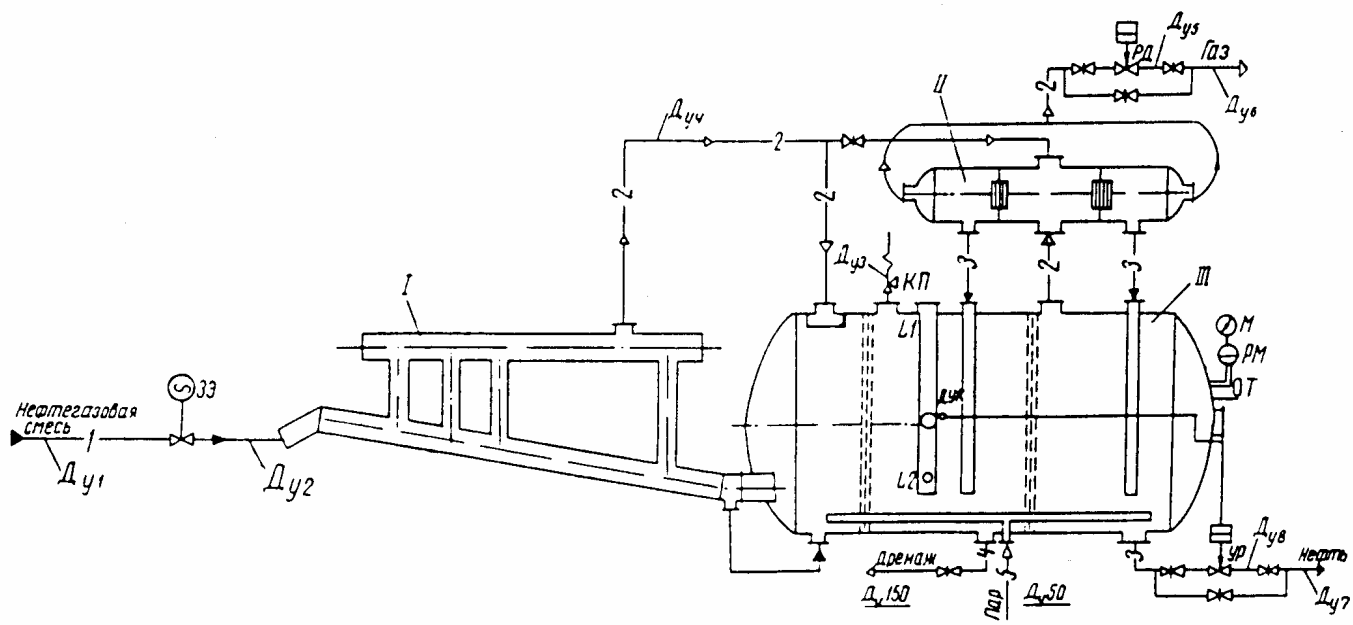


Рисунок 105 — Принципиальная схема сепарационной блочной установки

1 — нефтегазовая смесь; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — дренаж; 5 — пар; I — депульсатор; II — каплеотбойник; III — технологическая емкость.

Технологическая емкость, депульсатор, каплеотбойник с устройством предварительного отбора газа системой обвязки трубопроводами и запорно-регулирующей арматуры объединены в сепарационный блок. Для обслуживания установки предусмотрена площадка.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе I, окончательном разгазировании в технологической емкости III и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике II. Газонефтяная смесь от скважин поступает в депульсатор I, где происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник II, а нефть поступает в технологическую емкость III. В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и через регулятор давления направляется в газопровод. Собранная в каплеотбойнике жидкость стекает по патрубкам в технологическую емкость. Из последней нефть проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, способствующих вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти. Окончательно отсепарированная нефть направляется через выходной патрубок и регулятор уровня жидкости в нефтепровод.

При необходимости подачи газа из депульсатора в каплеотбойник через газовое пространство технологической емкости на газовой линии между каплеотбойником и депульсатором предусмотрена задвижка, а между депульсатором и технологической емкостью - газопровод.

Технологический процесс на установке полностью автоматизирован и обеспечивает:

- автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости;
- сигнализацию предельных значений давления верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости;
- местный контроль уровня температуры нефти и давления в технологической емкости;
- выдачу сигнала на автоматическое закрытие приемной линии установки при достижении верхнего предельного уровня нефти;
- формирование общего аварийного сигнала на диспетчерский пункт.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводненной нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0.6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1.6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв — пропускная способность по жидкости ($м^3$/сут); вторая цифра — допустимое рабочее давление; М — модернизированная.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления (рисунок 106).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка *2*. Для равномерного потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

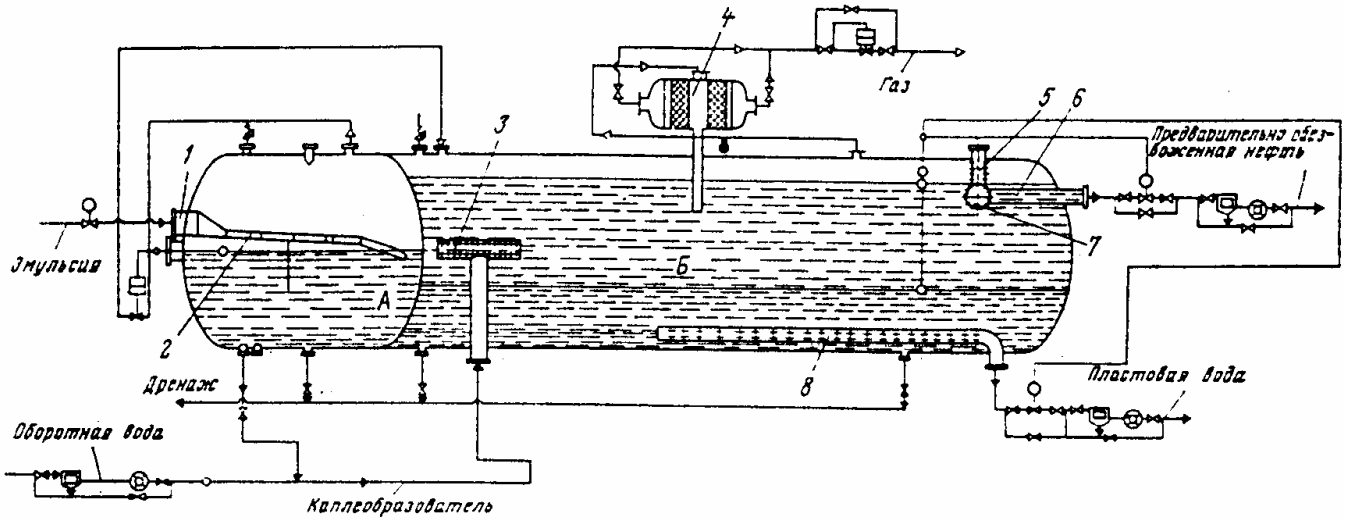


Рисунок 106 — Принципиальная схема установок типа УПС-8000 и УПС-6300

В отстойном отсеке для более полного использования объема емкости имеются распределитель *3* жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды *8* и два штуцера *5* и *6* для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять, работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установке УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник *4*, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу *1* и нефтеразливной полке *2*, где происходит отделение газа от жидкостной фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня, отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник *4* и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0.2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Водоняфтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель *3*. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата, и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаться и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод *8*. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры *5* и *6*, связанные с перфорированной трубой *7*, расположенной в верхней части емкости.

Система контроля и у правления должна осуществлять:

- регулировавшие уровня «нефть-газ» на уровне 2400 мм;
- регулирование уровня «нефть-вода» на уровне 900 мм;
- регулирование давления в технологической емкости;
- измерение количества предварительно обезвоженной нефти;
- измерение количества сбрасываемой воды;
- измерение количества оборотной воды;
- сигнализацию достижения заданных значений давления и предельного уровня нефти в емкости;
- аварийную отсечку по входу продукта при достижении уровня нефти в аппарате 2600 мм и заданном давлении;
- измерение давления и температуры.

При работе в режиме полного заполнения не осуществляется регулирования уровня «нефть-газ» и сигнализация аварийного уровня, предварительно обезвоженная нефть отводится через верхний щтуцер *5*, связанный с перфорированной трубой, а штуцер *6* закрывается.

Сепарационные блочные установки с насосной откачкой предназначены для сепарации нефти от газа и подачи от сепарированной нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти в системах герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Установки в основном состоят из сепарационного блока, блока коллектора, блока измерения и регулирования, комплекса системы автоматизации, межблочной обвязки коммуникаций, укрытия и площадок обслуживания. В качестве сепараторов приняты сепараторы соответствующей производительности и рабочих давлений. Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической емкости и подаче нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти.

В таблице 28 приведены основные технические данные трех типов сепарационных установок. Первые два типа установок включают два насосных блока и третий тип — три насосных блока. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, где разделяется на два потока и, проходя через два сетчатых отбойника, очищается от капельной нефти и направляется в газопровод.

Дожимные насосные станции КДНС-1000БТ и ДНС-5000БТ предназначены для герметизированного сбора и сепарации продукции скважин, частичного обезвоживания нефти и транспортировки ее до установок подготовки нефти, очистки воды и закачки ее в пласт.

Новые ДНС позволяют использовать малолюдную технологию на вновь осваиваемых месторождениях; в несколько раз снизить площади застройки, занимаемые ДНС; снизить энергоемкость и металлоемкость при добыче одной тонны нефти.

Система автоматического управления новых ДНС с использованием микропроцессорной техники позволяет вести сбор, обработку, отображение, регистрацию технологических параметров, выдачу команд управления исполнительным органам оборудования, автоматическое включение резервного питания, оптимизацию технологических режимов, обмен информацией и принятие команд с верхнего иерархического уровня.

Технические характеристики сепарационных блочных установок типа УБСН

Таблица 29

Показатели	УБСН-400-1.6/4	УБСН-1600-1.6/4	УБСН-6300-1.6/4
Температура окружающей среды, К (°С)	233 ÷ 313 (-40 ÷ +40)		
Максимальная производительность по сырью, $м^3$/с ($м^3$/сут)	0.0092 (800)	0.018 (1600)	0.036 (3150)
Максимальное рабочее давление нагнетания, МПа	4.0		
Рабочая среда:	сырая нефть		
Максимальная температура, К (°С)	323 (50)		
кинетическая вязкость, $м^2$/с (сСт)	0.00015 (150)		
плотность, кг/$м^3$	750 ÷ 900		
Максимальное содержание в рабочей среде (объемных), %: сероводорода углекислого газа	 0,01 1		
Максимальный газовый фактор при нормальных условиях, $м^3$/$м^3$	200		
Максимальный унос свободного газа нефтью (объемных), %	2		
Максимальный унос капельной нефти газом, $м^3$/$м^3$	$0.1 \cdot 10^{-6}$		
Максимальная потребляемая мощность силовым электрооборудованием, кВт	132	200	315
Режим работы	непрерывный		
Объем технологической емкости, $м^3$	10	40	40
Габариты, мм	16090×13510××4748	21765×14450××6148	22010×15106××6880
Масса, кг, не более	26600	44500	61000

Кустовая дожимная насосная станция КДНС-1000БТ, номинальной производительностью 1000 $м^3$/сутки по жидкости, предназначена для размещения непосредственно на кусте нефтяных скважин, либо на отдельных небольших нефтяных месторождениях.

Дожимная насосная станция ДНС-5000БТ, номинальной производительностью 5000 $м^3$/сутки по жидкости, предназначена для размещения в системе сбора крупных и средних месторождений.

Технологический процесс и оборудование в схеме ДНС-5000БТ разработаны на основе эксплуатации и проектирования ДНС на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Технические характеристики КДНС-1000БТ и ДНС-5000БТ

Таблица 30

№	Параметры	Единицы измерения	Величина

			КДНС-1000БТ	ДНС-5000БТ
1	Производительность:			
	по жидкости	$м^3$/сут.	1000	5000
	по газу	тыс. $м^3$/сут.	250	1000
	по закачке воды	$м^3$/сут.	1800	10800
2	Содержание на выходе:			
	воды в нефти не более	%	10	10
	мехпримесей и нефти в воде, не более	мг/л	30	30
	капельной жидкости в газе, не более	$г/м^3$	0,1	0,1
3	Давление на выходе не более	МПа	1,4	1,4

Состав основного оборудования КДНС-1000БТ и ДНС-5000БТ

Таблица 31

№	КДНС-1000БТ	№	ДНС-5000БТ
1	Сепаратор-депульсатор вертикальный объемом 6.3 $м^3$	1	Нефтегазовый сепаратор НГСВ объемом 100 $м^3$
2	Аппарат совместной подготовки нефти и воды объемом 40 $м^3$	2	Сепаратор-каплеуловитель СДВ-1000/16
3	Насосы погружные центробежные для откачки нефти: УЭЦН-6-1000-750 для откачки воды: УЭЦН-16-2000-1400	3	Гидроциклоны «Буран»
4	Узлы учета нефти, газа и воды	4	Отстойник очистки воды ОВ-0.6-100
5	Буферная емкость объемом 6.3 $м^3$	5	Насосы нефтяные ЦНС-300-240 3шт.
6	Дренажная емкость	6	Насосы водяные ЦНС-180-1900 4 шт.
7	Регулирующая и запорная арматура	7	Узел учета нефти, газа, воды
8	Система автоматического управления	8	Реагентный блок
		9	Буферные емкости объемом 30 $м^3$
		10	Дренажная емкость ЕП-40
		11	Регулирующая и запорная арматура
		12	Система автоматического управления

Применяются и другие типы ДНС, например, ДНС-7000, ДНС-14000 и ДНС-20000. Число в каждом типоразмере ДНС указывает подачу рабочих насосных агрегатов по жидкости (в $м^3$/сут). На всех ДНС данного типа в качестве буферной ёмкости используется горизонтальные сепараторы объёмом 100 $м^3$ и насосные агрегаты 8НД-9×3 с электродвигателем типа А-114-2М.

Расчет газосепараторов на прочность

Толщина стенки газосепаратора — $S = \frac{P \cdot D_{вн}}{2\sigma_{доп} \cdot \varphi} + C$, мм,

где C — принимается равным 2 ÷ 3 мм; P — давление в газосепараторе, МПа; $D_{вн}$ — внутренний диаметр газосепаратора, мм; φ — 0.95 (для сварных корпусов); $\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение на растяжение материала корпуса газосепаратора, МПа.

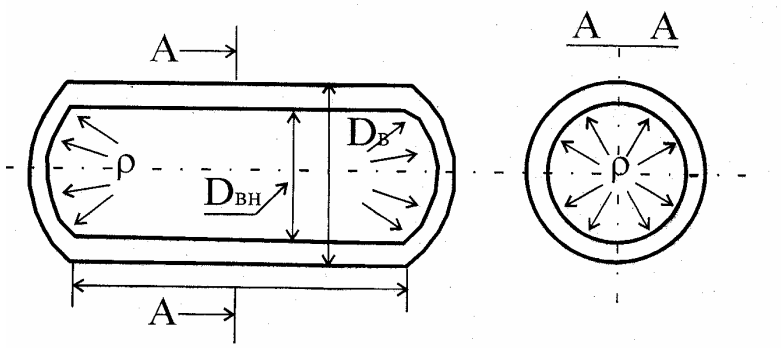


Рисунок 107 — Расчетная схема газосепаратора

$$\sigma_{доп} = \sigma^* \cdot K ,$$

где σ^* — нормативное допускаемое напряжение; $K = 1 \div 0.9$ — коэффициент условий нагружения газосепараторов; $\sigma^* = 387 \div 562$ МПа, в зависимости от марки стали.

Стальные эллиптические днища изготавливают (ГОСТ9617-76) диаметром от 159 до 4000 мм; отношение высоты эллиптической части днища к диаметру принято $H / D = 0.25$.

Толщина стенки эллиптических днищ определяется — $S = \dfrac{P \cdot R}{2\sigma_{доп} \cdot \varphi} + C$, мм,

где R — радиус кривизны в вершине днища, равный $D^2 / 4H$.

Для стандартных днищ, при отношении высоты днища к его диаметру, равном 0.25, $R = D$. Днища стальные диаметром до 1600 мм, изготавливают из цельного листа, для них $\varphi = 1$. Толщина днища принимается не меньше, чем у цилиндрической оболочки.

12.4. НЕФТЯНЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ И ПЕЧИ

Устьевые и путевые нагреватели.

При сборе высокопарафинистых, вязких нефтей, а также нефтей, имеющую высокую температуру застывания, с целью обеспечения текучести нефти, необходимо подогревать продукцию скважин, от устья скважин вплоть до ЦПС и подготовки нефти и газа.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют устьевые нагреватели УН-0.2 и ПТТ-2 (рисунок 108), а для подогрева продукции скважин в нефтесборных коллекторах — путевые нагреватели ПП-0.4; ПП-0.63; ПП-1.6 и трубопроводные нагреватели типа ПТ.

Подогреватель нефти ПТТ-0.2 состоит из наклонного цилиндрического сосуда *8* с батареей тепловых трубок *5*, газовым сепаратором *6*, патрубками ввода нефти *7*, топки *1* с газовой инжекционной

двухсопловой горелкой *2* и дымовой трубкой *3* с кожухом *4* для защиты обслуживающего персонала от ожогов.

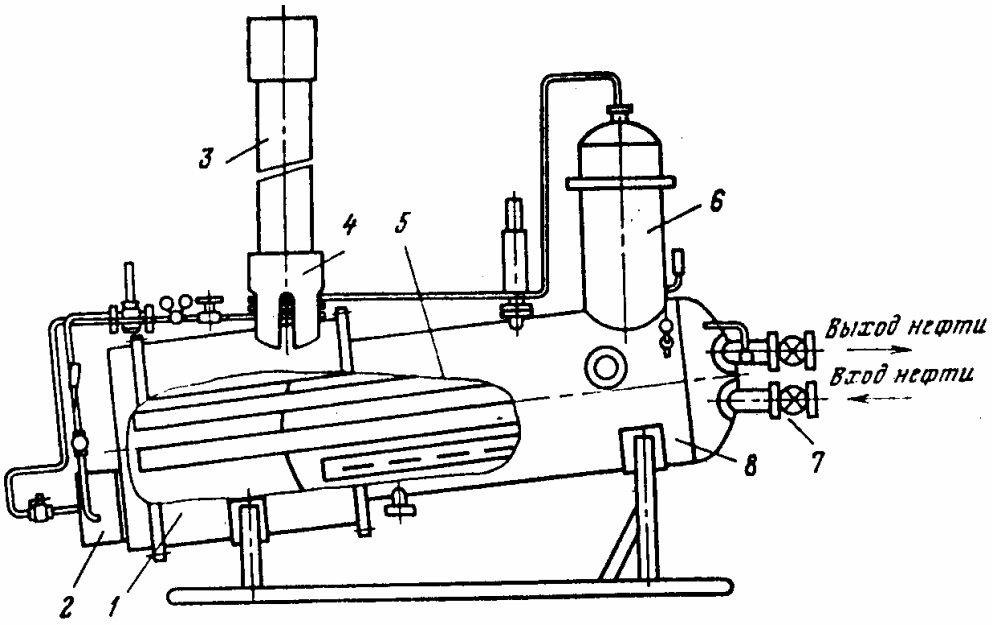


Рисунок 108 — Подогреватель нефти типа ПТТ-0.2

Поступающая в сосуд подогревателя нефтегазовая смесь нагревается тепловыми трубами и выходит из подогревателя. Часть газа, выделившегося из нефти, очищаясь в сепараторе, поступает через узел регулирования на горелку. За счет сжигания газа в топке происходит нагрев топочных концов тепловых труб. Тепловая труба представляет собой толстостенную цельнотянутую стальную трубу, заполненную на 1/3 своего внутреннего объема дистиллированной водой и герметически заваренную с обоих концов. Во избежание замораживания труб во время возможной остановки печи в них добавлено некоторое количество этилового спирта. Трубы в подогревателе расположены с наклоном в сторону топки, равным 100 мм на 1 м трубы, и приварены к одному из днищ сосуда таким образом, что один конец длиной 2 м находится внутри сосуда, а другой - длиной 1 м в топке.

Устьевой нагреватель ПТТ-0.2 оснащен приборами контроля и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с нагревателем: ртутным техническим термометром АН3-1-110-220, манометрами ОБМ1-100, регулятором температуры РТ-П25-2 и регулятором давления РД-32М.

Комплекс приборов обеспечивает:

- регулирование температуры жидкости в сосуде;
- регулирование давления топливного газа перед горелкой и запальником;
- технологический контроль за температурой и давлением.

Технические, характеристики подогревателя ПТТ-0.2:

Пропускная способность по жидкости, т/сут	до 100
Вместимость сосуда, $м^3$	1
Давление в сосуде рабочее, МПа	1.6
Температура нагрева жидкости, °С	70
Топливо	нефтяной газ

Расход газа, расчетный, $м^3$/ч	25
Масса подогревателя без футеровки, кг	2550

Автоматизированные блочные газовые печи с водяным теплоносителем ПП-1,6; ПП-0,63 предназначены для подогрева обезвоженных нефтей, нефтяных эмульсий и воды, для различных технологических нужд.

Технические характеристики блочных газовых печей

Таблица 32

№	Показатели	ПП-0,63	ПП-1,6
1	Производительность по жидкости при нагреве на 25 °С и обводненности 30 %, т/сут	1150	2350
2	Теплопроизводительность топочного устройства, МВт (Гкал/час)	0.73 (0.69)	1.86 (1.6)
3	Давление в змеевике, МПа (кгс/$см^2$)	6.4 (64)	6.4 (64)
4	Расход газа в нормальных условиях, $м^3$/час	75	180
5	Топливо	попутный нефтяной газ	
6	Масса, кг:		
	сухого	13019	39801
	заполненного водой	25920	125201

Подогреватели трубопроводного типа ПТ-Р/Д, предназначены для подогрева воды, нефти, газа и их смесей.

Техническая характеристика подогревателей ПТ-Р/Д

Таблица 33

Показатели	ПТ-25/100	ПТ-16/150	ПТ-6,4/200	ПТ 16/100МЖ
Тепловая производительность, МДж/ч	465	1860	3500	465
Пропускная способность до 40°С, тыс. $м^3$/сут:				
нефти	0.57	2.30	4.3	0.48
воды	0.24	0.96	1.8	0.2
газа	490	2000	3600	410

Рекомендуется применять в системе внутрипромыслового сбора на участке «ГЗУ-ЦТН» для нагрева рабочего агента (газа) при газлифтной добыче нефти, а также для подогрева воды в системе поддержания пластового давления.

ПТ-Р/Д — универсальна, комплектна, относительно совершенна.

В шифре приняты следующие обозначения:

ПТ — подогреватель трубопроводный;

Р — допустимое рабочее давление подогреваемой среды;

Д — условный проход труб калорифера, мм.

В случае модернизации добавляется буква М.

Принцип работы: подготовленная в инжекционных горелках газовоздушная смесь поступает на пламераспределитель. Полученный при сгорании газа тепловой поток, проходя через конвективную камеру, омывает оребрённую поверхность труб калорифера, нагревая продукт, проходящий по трубам. В верхней части конвективной камеры отходящие газы подогревают сепаратор и змеевик топливного газа.

Источником топливного газа может быть сама нагреваемая среда, а если она не горюча или имеет низкий свободный газовый фактор (менее 40 $м^3/м^3$), то необходимо подключаться к внешнему источнику питания.

Нефтяные нагреватели НН — для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками глубокого обезвоживания и обессоливания установок подготовки нефти. Рекомендуется применять для подготовки средних, тяжелых нефтей.

Нагреватель нефти блочный БН-2М предназначен для подогрева обводненных нефтей перед аппаратами глубокого обезвоживания и обессоливания. Допускается на установках подготовки нефти с пропускной способностью до 3 млн. т в год. Основной технологический блок этого нагревателя включает в себя четыре последовательно соединенных подогревателя типа, «труба в трубе».

Масса нагревателя БН-2М — 17.73 т.

Печь трубчатая ПТБ-10-64 предназначена для подогрева обводнённых нефтей перед аппаратами глубокого обезвоживания и обессоливания с УПН пропускной способностью 3.6 и 9 млн. т в год.

В шифре печи приняты следующие обозначения:

ПТБ — печь трубчатая блочная, первая цифра — тепловая производительность в млн.ккал/ч, вторая цифра — допустимое рабочее давление, атм., масса — 57,1 т.

12.5. ОТСТОЙНИКИ И ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники. Наибольшее распространение получили отстойники с нижним распределенным вводом эмульсии (ОГ-200, ОГ-200С, ОВД-200) и отстойники с радиальным и горизонтальным вводом сырья (ОБН).

Горизонтальный отстойник ОГ-200С (ОГ-200) предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты. В шифре приняты следующие обозначения: ОГ — отстойник горизонтальный; число — объем емкости (в $м^3$); С — с сепарационным отсеком.

Отстойник ОГ-200С (рисунок 109) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами.

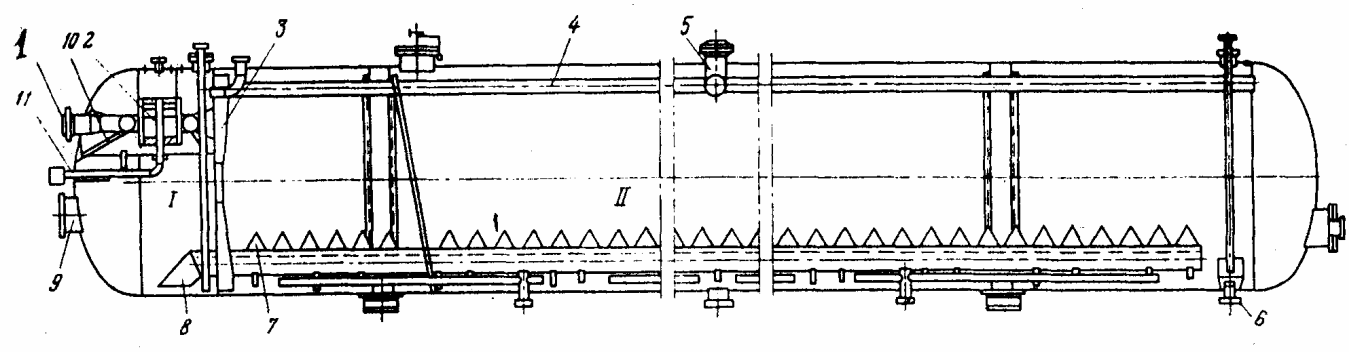


Рисунок 109 — Схема отстойника ОГ-2000С

Перегородкой *3* емкость разделена на два отсека, из которых левый I - сепарационный, а правый II - отстойный. Отсеки сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы *8* с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями, расположенными в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы *7*, имеющие на своих боковых гранях отверстия.

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа *2*, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа *11*, расположенным в левом днище. В верхней части отстойного отсека расположены четыре сборника нефти *4*, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстоявшейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды.

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер *1* поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер *11* сбрасывается в сборную сеть. Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врезается в люк *9*. Дегазированная нефть из сепарационного отсека попадает в два коллектора *8*, находящихся в отстойном отсеке. Над коллекторами находятся распределители эмульсии *7*. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке. Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади аппарата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник *4*, расположенный в верхней части отстойного отсека, и через штуцер *5* выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер *6* с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод.

Отстойник ОГ-200С поставляется комплектно с контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование уровней раздела «нефть - газ» и «нефть - пластовая вода» в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате, уровней раздела «нефть - газ» и «нефть - пластовая вода». Техническая характеристика отстойника ОГ-200С приведена ниже.

Пропускная способность по товарной нефти, т/сут	4000 ÷ 8000
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода

Рабочее давление, МПа	0.6
Температура среды, °С	до 100
Объем аппарата, $м^3$	200
Габариты, мм:	
длина	25420
ширина	6660
высота	5780
Масса, кг	48105

Горизонтальные отстойники ОВД-200 и ОБН-3000/6 предназначены для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. В шифре приняты следующие обозначения: ОВД — отстойник с вертикальным движением; 200 — объем емкости (в $м^3$); ОБН — отстойник блочный нефтяной; число в числителе — номинальная пропускная способность (в $м^3$/сут); число в знаменателе — рабочее давление.

Отстойник ОВД-200 (рисунок 110) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм.

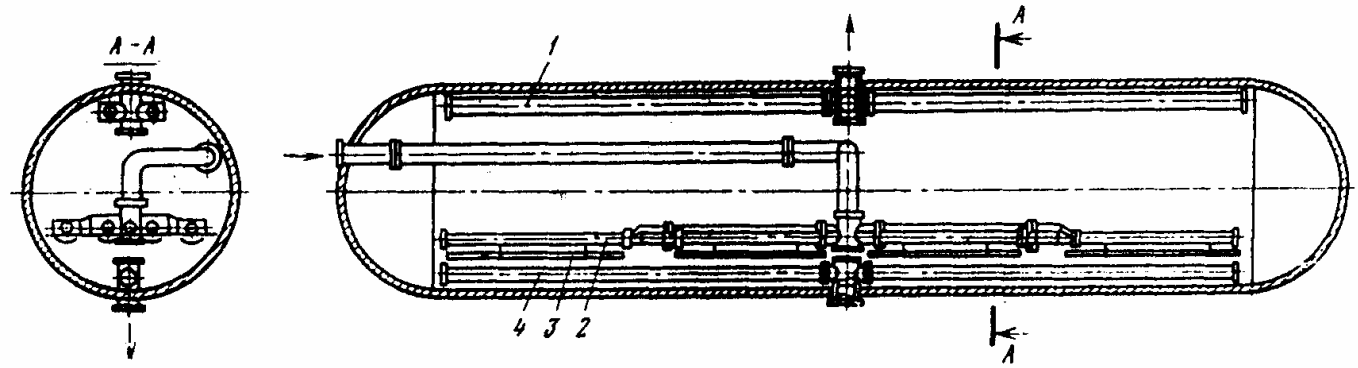


Рисунок 110 — Общий вид отстойника ОВД-200

Отстойник оснащен распределителем эмульсии *2*, сборниками нефти *1* и воды *4*, выполненными из перфорированных труб. Распределитель эмульсии состоит из двух гребенок (двухсторонних) с четырьмя трубами в ряду. По нижним образующим труб распределителя расположены отверстия, под которыми установлены V-образные отбойные устройства *3*. Такое расположение отверстий предотвращает накопление грязи и механических примесей в трубах и способствует равномерному отводу выделяющейся воды. Отбойные устройства предназначены для гашения кинетической энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения их по сечению аппарата и предотвращения перемешивания нижележащих слоев воды.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии, как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии, выполняющем роль своеобразного коалесцирующего фильтра. Техническая характеристика отстойники ОВД-200 приведена ниже.

Пропускная способность по сырью, $м^3$/сут	4000 - 8000

Рабочая среда	нефть (нефтепродукт), вода
Рабочее давление, МПа	0.6
Температура среды, °С	до 100
Обводненность нефти, %:	
на входе	до 30
на выходе	0.2 ÷ 0.5
Вязкость эмульсии не более, $мм^2/с$	10
Объем аппарата, $м^3$	200
Масса, кг	34950

Отстойник ОБН-3000/6 (рисунок 111) также представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Он оснащен распределителем эмульсии *3*, сборниками нефти *1* и воды *5*, а также соответствующими штуцерами для ввода эмульсии *4*, вывода нефти *2* и воды *6*. Особенность отстойника — применение распределителя эмульсии и сборника нефти в виде перфорированных барабанов, расположенных соответственно вдоль и поперек оси цилиндрической емкости. Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое при относительно горизонтальном движении и разделении эмульсии на нефть и воду.

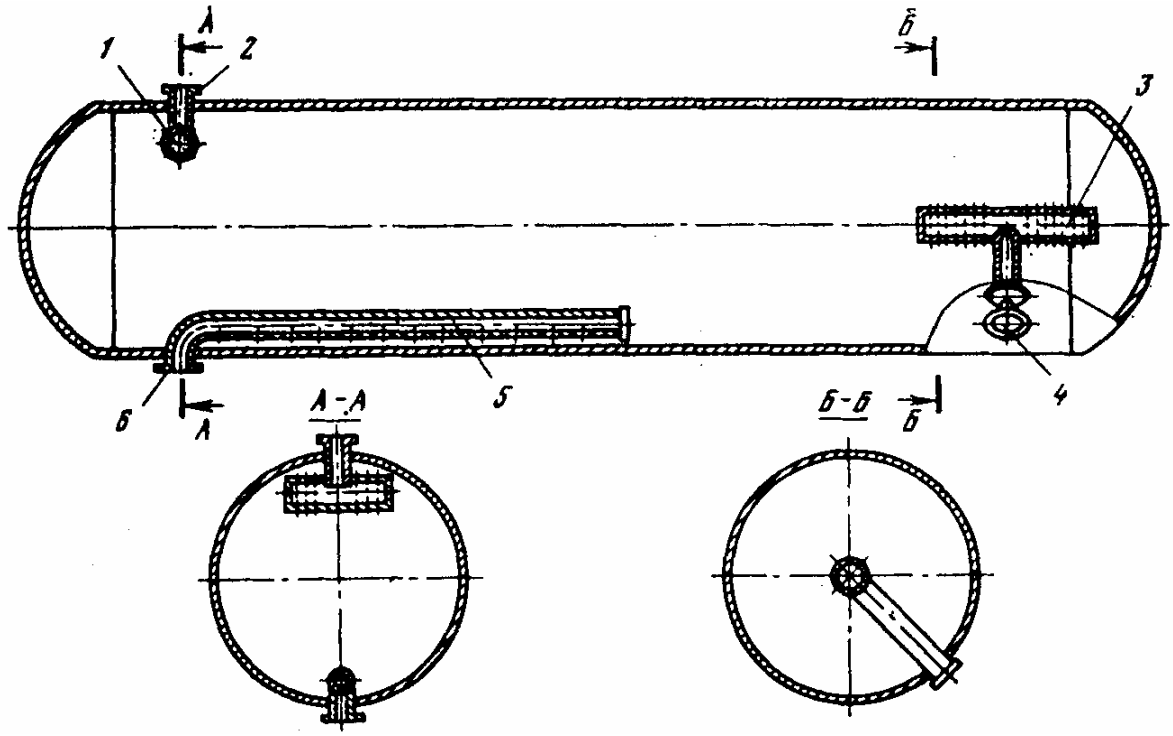


Рисунок 111 — Общий вид отстойника ОБН-3000/6

Техническая характеристика отстойника ОБН-3000/6 приведена ниже.

Объем аппарата, $м^3$	200
Масса, кг	34000
Рабочая среда	нефть, пластовая вода
Пропускная способность, $м^3/сут$	3000 ÷ 6000

Обводненность сырья не более, % 30

Обводненность выходящей нефти не более, % 0.5

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

В шифре приняты следующие обозначения: ЭГ — электродегидратор; первое число — объем емкости в м^3, второе — рабочее давление.

Электродегидратор представляет собой горизонтальную стальную, цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Оснащен распределителем эмульсии, сборниками нефти и воды, выполненными из перфорированных труб.

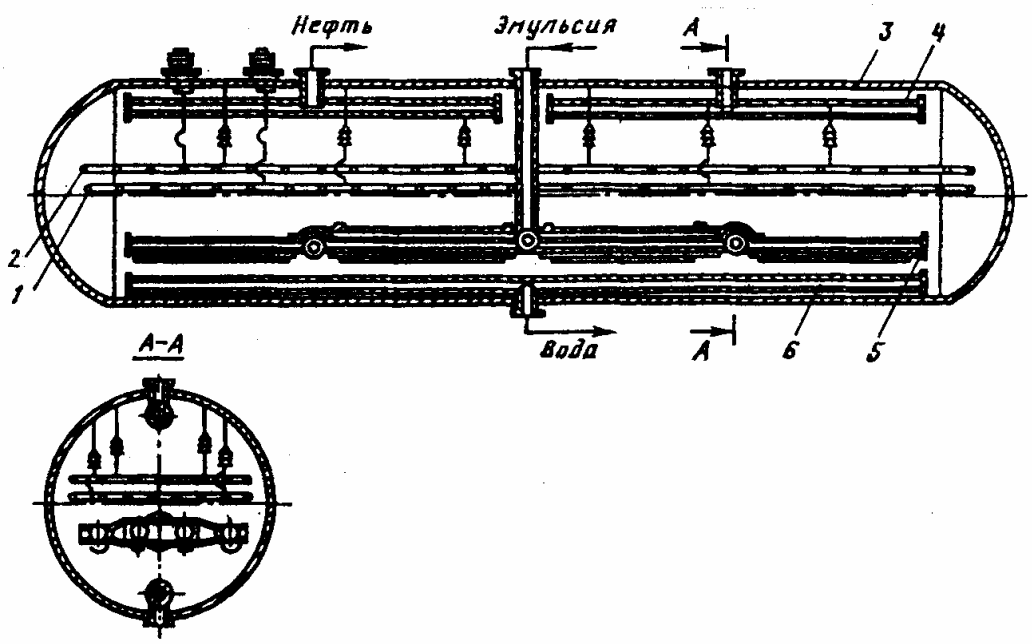


Рисунок 112 — Электродегидратор ЭГ-200-10

Эти устройства электродегидратора ничем не отличаются от соответствующих устройств в отстойниках типа ОБД-200. В отличие от отстойников электродегидратор ЭГ-200-10 оснащен двумя электродами — верхним и нижним, куда подается высокое напряжение промышленной частоты. Принцип работы электродегидратора основан на воздействии на эмульсию электрического поля переменной частоты. Под воздействием сил электрического поля глобулы воды в эмульсии испытывают непрерывную деформацию, что способствует эффективному разрушению эмульсий. Техническая характеристика электрогидраторов приведена в таблице 34.

Таблица 34

Показатели	Электродегидраторы		
	1ЭГ-160	2ЭГ-160	ЭГ-200-10
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут	2000 - 8000	3000 - 9300	5000 - 11500
Рабочая температура, °С	до 110	до 110	до 110
Мощность электротрансформаторов, кВ·А	50	50	150
Напряжение между электродами, кВ	до 44	до 44	до 50
Вместимость емкости, м^3	160	160	200

12.6. БЛОКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

В настоящее время отечественной промышленностью изготовляются блоки и установки дозирования химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.п.) БР-2.5; БР-10; БР-25; НДУ; УДС; УДЭ; УДПВ. Предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в любой точке трубопровода промысловой системы транспорта и подготовки нефти на участке скважины до установки комплексной подготовки нефти.

Все оборудование установок БР-2.5 и БР-10 (рисунок 113) размещено в теплоизолированной будке *1*, смонтированной на сварной раме-санях *2*. Будка разделена герметичной перегородкой *4* на два отсека (технологический и приборный).

В технологическом отсеке размещены технологическая емкость *8*, трубчатый электронагреватель *5*, шестеренный *7* и дозировочный *6* насосы, а также средства контроля и управления *3*.

Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

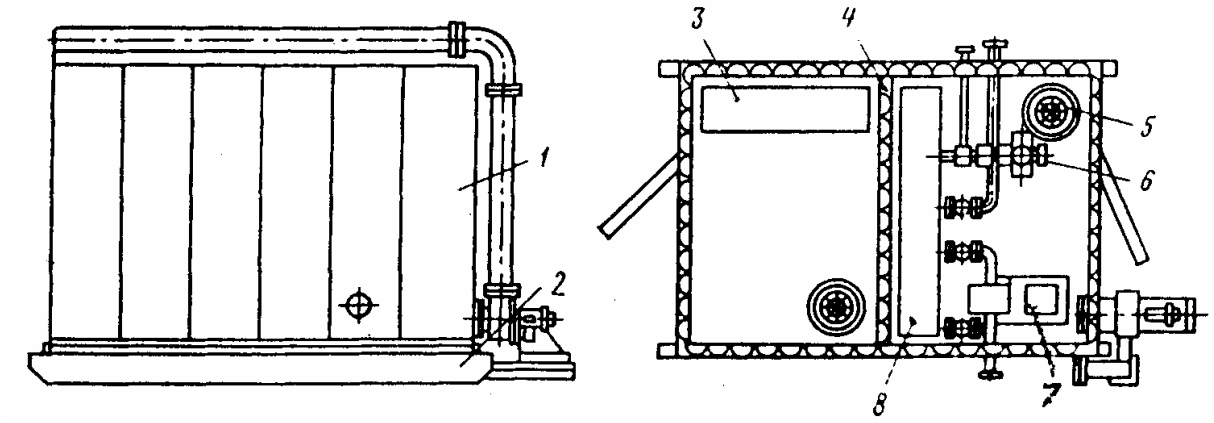


Рисунок 113 — Блоки дозирования химреагентов БР-2.5 и БР-10

Технологическая характеристика блоков БР приведена в таблице 35.

Таблица 35

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2.5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т	10 ÷ 50	10 ÷ 50	10 ÷ 50
Вязкость дозируемой среды, МПа·с	до 1000	до 850	до 850
Подача дозировочного насоса, л/ч	2.5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	50÷60	20 ÷ 60	20 ÷ 60
Температура окружающей среды, °С	-40 ÷ +50	-40 ÷ +50	-40 ÷ +50
Запас химического реагента, сут	15	30	2 ÷ 10
Габаритные размеры, мм	3360×2300× ×2725×300	3770×2250×3090	3770×2400× ×2680×4500
Масса, кг	3000	3090	4500

12.7. НЕФТЯНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Нефтяные резервуары (емкости) предназначены для накопления, кратковременного хранения и учета «сырой» и поворотной нефти. Группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте, называют резервуарным парком.

Согласно СНиП объем сырьевых резервуаров должен быть не менее пятикратного суточного объема добычи нефти, а товарных резервуаров — двухратного. На промыслах используют в основном стальные цилиндрические резервуары вместимостью 100 ÷ 20000 м^3 и реже железобетонные подземные резервуары вместимостью до 100000 м^3.

Нефтяные, резервуары строят из несгораемых материалов в наземном, полуподземном и подземном исполнении.

Стальные резервуары сооружают с постоянной или переменной толщиной стенок корпуса. В зависимости от объема и высоты резервуара их изготовляют из листовой стали толщиной от 4 до 10 мм. По технологическим условиям (сварка) листовая сталь толщиной менее 4 мм не может применяться, если даже расчетная толщина стенки получается меньше.

При сооружении корпуса резервуара стальные пояса могут располагаться тремя способами: ступенчатым, телескопическим и встык.

Стенки вертикальных цилиндрических резервуаров при отсутствии избыточного давления над поверхностью жидкости испытывают давление, зависящее от высоты столба уровня жидкости до рассматриваемого пояса резервуара. Например, на глубине h стенки испытывают внутреннее давление P, равное:

$$P = h \cdot \rho \cdot g \,.$$

Толщину стенки определяют из уравнения:

$$S = P \cdot D \big/ 2\sigma_{\text{доп}} \,,$$

h — высота резервуара, мм; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; D — диаметр резервуара; $\sigma_{доп}$ — допустимое напряжение на растяжение.

Толщину листовой стали днищ резервуаров не рассчитывают и принимают обычно не более 5 мм, так как гидростатическое давление воспринимается фундаментом.

Крышки резервуаров изготовляют из листовой стали толщиной не более 2.5мм и бывают: конические, сферические, плоские.

На нефтяных месторождениях применяют чаще всего резервуары с плоскими крышками.

Крыши резервуаров располагаются на строительных перекрытиях (фермах), которые могут опираться как на промежуточные колонны внутри резервуара, так и непосредственно на его стенки.

Оборудование стальных резервуаров и их конструктивные схемы должны обеспечивать их правильную и безопасную эксплуатацию, в частности: 1) накопление и опорожнение резервуаров; 2) замер уровня нефти; 3) отбор проб нефти; 4) зачистку и ремонт резервуаров; 5) отстой нефти и удаление подтоварной воды; 6) поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах.

На нефтяных резервуарах монтируется оборудование представленное на рисунке 114.

Диаметры приёмо-раздаточных патрубков определяются заданной производительностью перекачиваемой нефти и колеблются в пределах 150 ÷ 700 мм. Скорость движения жидкости в них, в пределах 0.5 ÷ 2.5 м/с в зависимости от вязкости нефти.

Захлопка *2* устанавливается для предотвращения утечек нефти из резервуаров при неисправности задвижек.

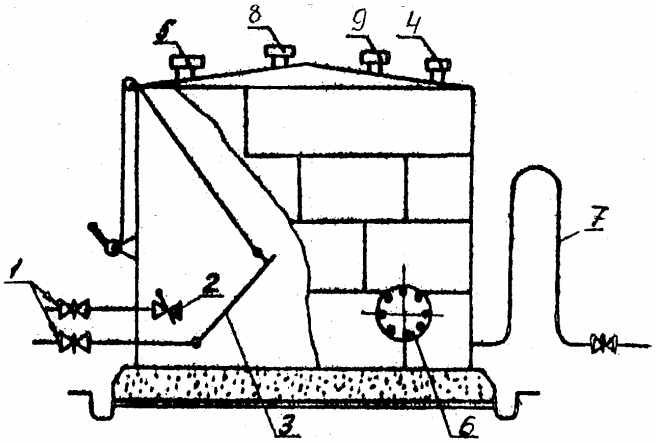


Рисунок 114 — Схема расположения оборудования на стальном резервуаре

1 — приемо-раздаточные патрубки; *2* — захлопка для принудительного закрытия; *3* — приемная труба; *4* — замерной люк; *5* — световой люк; *6* — люк-лаз; *7* — сифон; *8* — дыхательный клапан; *9* — гидравлический
предохранительный клапан

Подъёмная труба *3* монтируется внутри резервуара и предназначена для отбора нефти с требуемой высоты.

Замерный люк *4* служит для замера в резервуаре уровня нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Замерный люк устанавливается на патрубке, вваренном вертикально в крышу резервуара. Крышка замерного люка герметично закрывается посредством прокладки и нажимного, откидного болта. Внутри замерного люка расположена направляющая колодка, по которой спускают в резервуар замерную ленту с лотом.

Колодка изготовляется из меди или алюминия, чтобы предотвратить искрообразование.

Световой люк *5* — для проникновения света и проветривания перед зачисткой, ремонтом. Люк-лаз для проникновения людей, при ремонте, очистке, а также освещения и проветривания. Водоспускное приспособление сифонного типа предназначается для отбора пластовой воды.

Высота колена сифона h_c определяется расчетом в зависимости от выбранного соотношения высот столбов воды $h_в$ и нефти $h_н$ в резервуаре по формуле:

$$\left(h_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} + h_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}\right) \cdot g = h_{\text{с}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g\,,$$

откуда $h_{\text{с}} = \left(h_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} \Big/ \rho_{\text{в}} \right) + h_{\text{в}}$.

Дыхательный клапан *8* автоматически сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой в тот момент, когда в резервуаре создается предельно допустимое давление или вакуум в результате изменения температуры, а также при наполнении и опорожнении резервуара. Дыхательные клапаны рассчитаны на избыточное давление и вакуум в газовом пространстве резервуара $P_{изб} = 20$ мм вод. ст. При таком избыточном давлении масса кровли резервуара, изготовленной из листовой стали толщиной 2.5 мм, уравновешивается силой избыточного давления на неё. Масса 1 м^2 крыши составляет 20 кг и, следовательно, крыша не будет испытывать напряжения, если давление изнутри не будет превышать давления, создаваемого массой крыши (рисунок 115).

При повышении давления изнутри резервуара клапан *2* поднимается и сбрасывает в атмосферу излишний газ, а при понижении давления внутри резервуара открывается клапан *1* и в резервуар поступает воздух.

Во избежание коррозии корпус клапана и седло изготовляют из алюминиевого сплава. Размер дыхательных клапанов выбирают в зависимости от их допустимой пропускной способности.

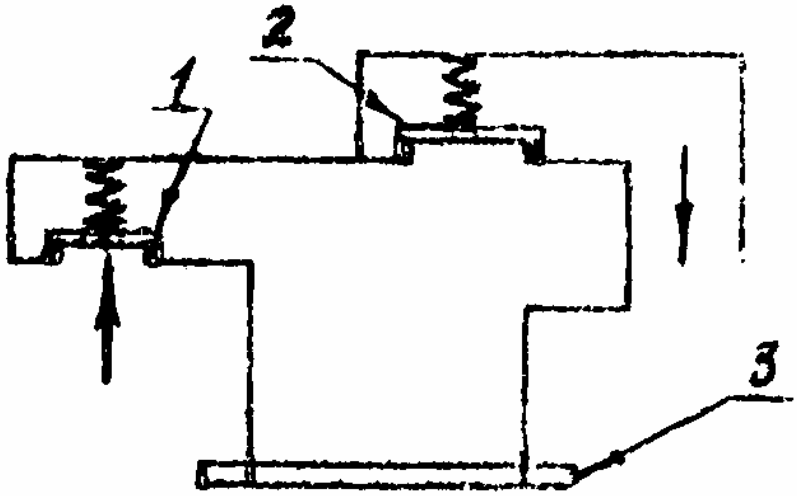


Рисунок 115 — Функциональная схема дыхательного клапана

1 — клапан вакуума; *2* — клапан давления; *3* — фланец для установки клапана на огневом предохранителе.

Дыхательный клапан является ответственным элементом оборудования резервуара, в связи, с чем исправному состоянию клапанов и правильной эксплуатации их должно уделяться особое внимание. В зимнее время дыхательные клапаны часто выходят из строя, так как при прохождении влажных паров нефти через клапан влага, конденсируясь на тарелках и седлах, приводит к их взаимному примерзанию. Этот недостаток устраняется путем изоляции смерзающихся поверхностей клапана фторопластом, имеющим большую механическую прочность при низких температурах и высокую химическую стойкость.

Гидравлический предохранительный клапан *9* предназначается для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве резервуара при отказе в работе дыхательного клапана, а также при недостаточном сечении дыхательного клапана для быстрого пропуска газа или воздуха. Предохранительные клапаны рассчитаны на несколько большее давление и вакуум, чем дыхательный клапан: на избыточное давление 60 мм вод. ст. и разряжения 40 мм вод. ст. Его функциональная схема приведена на рисунке 116.

Предохранительный клапан заливают незамерзающими, неиспаряющимися и маловязкими жидкостями — раствором глицерина, этиленгликолем и др. образующими гидравлический затвор, через который происходит барботаж из резервуара излишней смеси газа с воздухом или «вдох» в резервуар.

В случаях резкого повышения давления в резервуаре может произойти выброс жидкости из клапана в кольцевой канал, обратно из него жидкость стекает через отверстия в стенке кармана. Огневые предохранители устанавливаются на резервуарах в комплекте с дыхательными и предохранительными клапанами и предназначаются для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный клапан.

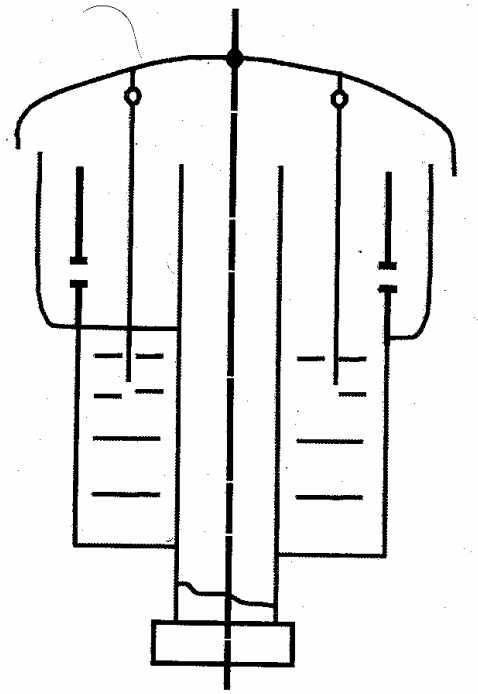


Рисунок 116 — Функциональная схема гидравлического предохранительного клапана

Принцип действия огневых предохранителей заключается в том, что пламя, попадая в огневой предохранитель, проходит через систему клапанов малого сечения, в результате чего дробится на отдельные мелкие потоки; поверхность соприкосновения пламени с предохранителем увеличивается, возрастает отдача тепла стенкам каналов, и пламя затухает.

Основной деталью огневых предохранителей является спиральная ленточная кассета цилиндрической формы, изготовленная из цветных металлов и помещенная в корпус предохранителя.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические (рисунок 117) предназначены для хранения нефти, нефтепродуктов с понтоном и без понтона.

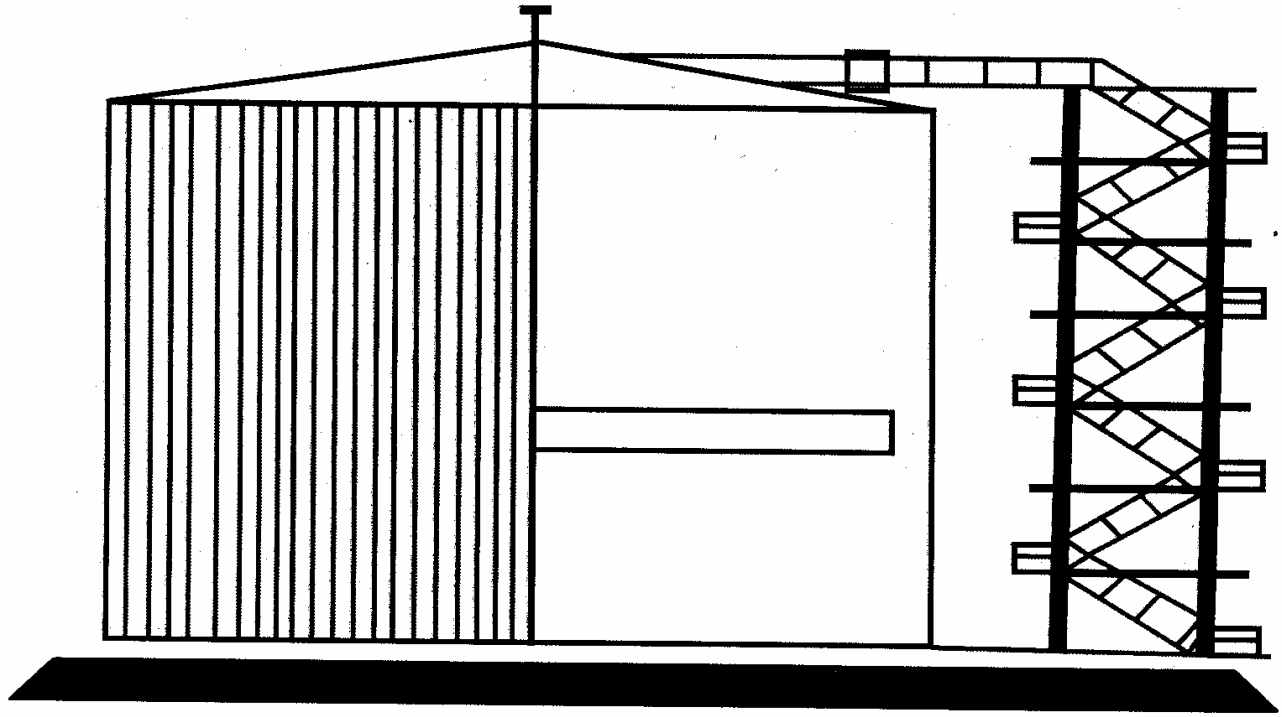


Рисунок 117 — Резервуар стальной вертикальный

Резервуары стальные вертикальные

Таблица 36

Номинал. объем, м^3	Геометр. характеристики, мм		Общая масса справочн., т	
	Диаметр	Высота	Без понтона	С понтоном
Расчетная температура –40 °С и выше				
100	4730	5960	8.2	10.3
200	6630	5950	10.8	13.4
300	7580	7450	13.8	16.4
400	8530	7450	15.4	19.5
700	10430	8940	22.9	27.2
1000	10430	11920	26.7	32.3
2000	15180	11920	48.0	53.6
3000	18980	11920	75.4	82.9
5000	20920	14900	103.1	118.3
10000	28500	17880	216.6	233.8
20000	39900	17880	407.0	440.0
30000	45600	17880	534.2	581.0
Расчетная температура –40 °С до –65 °С				

100	4730	5960	8.4	
200	3630	5960	11.1	
300	7580	7450	14.0	
400	8530	7450	15.7	
700	10430	8940	22.9	
1000	10430	11920	27.9	
2000	15180	11920	48.1	
3000	18980	11920	68.8	
5000	22790	11920	101.5	
10000	34200	11920	196.8	
20000	45600	11920	391.8	

Для составления данного курса была использована следующая литература:

1. Акулышин А.Н. и др. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1889 г. 480 с.
2. Бухаленко Е.И. и др. Техника и технология промывки скважин.- М.: Недра, 1982.- 197 с.
3. Ишмурзин А. А. Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды.- Уфа: Изд. Уфимск. Нефт. ин-та, 1981.- 90 с.
4. Крец В.Г., Шмурыгин В.А. и др. Оборудование и инструменты для ремонта нефтяных скважин.- Томск: Изд. ТПУ, 1996. 72 с.
5. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., Саруев Л.А. и др. Нефтепромысловое оборудование. Комплект Каталогов.- Томск: Изд. ТПУ, 1997.-822 С.
6. Крец В.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых местрождений. Уч. пособ. Томск: Изд. ТПУ, 1992.- 112 с.
7. Молчанов А.Г., Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы.- М.: Недра, 1976.- 328 с.
8. Справочник мастера по добыче нефти. Баку.- Азнефтеиздат, 1952.- 424 с.